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

«Электроэнергетики»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 2022 г.

Бакалаврская работа
наименование ВКР

Электроснабжение литейно-механического комбината
наименование темы

13.03.02.07, Электроснабжение
код и наименование специальности

Руководитель _____ к.т.н., доцент А.С. Амузаде
подпись, дата должность, учёная степень инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ А.С. Амузаде
подпись, дата инициалы, фамилия

Выпускник _____ В.В. Никифоров
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Студенту Никифорову Валентину Вадимовичу

Группа ФЭ18-05Б. Направление (специальность) 13.03.02.07

номер код

Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение

наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение литейно-механического комбината

Утверждена приказом по университету №5937/с от 2022-04-20

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 комбината на рисунке 1;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам комбината в таблице1;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1150 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до комбината 4,5 км;
5. Комбинат работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Анализ исходных данных; 2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения; 3. Расчёт электрических нагрузок; 4. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 5. Проектирование системы внешнего электроснабжения; 6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 7. Расчет потерь мощности в трансформаторах; 8. Выбор кабельных линий; 9. Расчет токов короткого замыкания; 10. Выбор оборудования; 11. Расчет заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции; 12. Релейная защита силового трансформатора ТДНС–10000/35; 13. Электробезопасность; 14. Компенсация реактивной мощности в схеме электроснабжения литейно-механического комбината.

					БР–13.03.02.07		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Никифоров В.В.			Электроснабжение литейно–механического комбината	Лит.	Лист 2 / Листов 129
Пров.		Амузаде А.С.				У	
Н.Контр.						Кафедра электроэнергетики	
Утв.		Пантелеев В.И.					

Перечень графического материала 1. Генеральный план комбината с картограммой нагрузок; 2. Электрическая однолинейная схема электроснабжения комбината; 3. План и разрез главной понизительной подстанции; 4. Релейная защита трансформатора ТДНС 10000/35; 5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 6. Технико-экономические показатели схемы электроснабжения.

Руководитель ВКР _____ А.С. Амузаде
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ В.В. Никифоров
подпись инициалы и фамилия студента

« » 2022 г.

					БР–13.03.02.07		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Никифоров В.В.			Электроснабжение литейно–механического комбината	Лит.	Лист 3 / Листов 129
Пров.		Амузаде А.С.				У	
Н.Контр.						Кафедра электроэнергетики	
Утв.		Пантелеев В.И.					

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение шарикоподшипникового завода» содержит 129 страниц текстового документа, 42 таблицы, 42 использованных источников, 6 листов графического материала.

Проектирование и расчет ведется для литейно-механического комбината.

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.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение ..8
1 Анализ исходных данных ..9
1.1 Краткая характеристика системы электроснабжения ..9
1.2 Краткое описание технологического процесса ..10
2 Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения ..12
3 Расчёт электрических нагрузок ..14
3.1 Расчет мощности печных трансформаторов литейного цеха ..14
3.2 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса ..15
3.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом ..16
4 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок ..20
5 Проектирование системы внешнего электроснабжения ..23
5.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия ..23
5.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия ..24
5.3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП ..24
5.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения ..26
5.5 Выбор сечения проводов ВЛ и выключателей для вариантов схемы внешнего электроснабжения ..27
5.6 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ ..29
5.7 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ ..34
6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности ..40
7 Расчет потерь мощности в трансформаторах ..45
8 Выбор кабельных линий ..47
8.1 Выбор кабельных линий 10 кВ ..47
8.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ ..49
9 Расчет токов короткого замыкания ..51
10 Выбор оборудования ..53
10.1 Выбора выключателей и разъединителей ..53
10.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН в цепи трансформатора ТДН-10000/35 ..53
10.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТДН-10000/35 ..55
10.1.3 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП и РУ 10 кВ……. ..56

10.1.4 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи кабельных линий 57
10.1.5 Выбор выключателей на РП 10 кВ 58
10.2 Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора 58
10.3 Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В. Выбор автоматических воздушных выключателей 60
10.4 Выбор измерительных трансформаторов тока 62
10.4.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ) 63
10.4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне НН ГПП 66
10.4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока на отходящих линиях ГПП и РП 10 кВ……..67
10.4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока в цепи секционных выключателей 68
10.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 70
10.5.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН ГПП 70
10.5.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН ГПП 72
10.6 Выбор токоведущих частей..... 73
10.6.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН..... 73
10.6.2 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне НН..... 74
10.7 Выбор изоляторов 76
10.7.1 Выбор опорных изоляторов на стороне ВН 76
10.7.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН..... 77
10.7.3 Выбор проходных изоляторов НН 10 кВ..... 77
10.8 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)..... 78
10.8.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ 78
10.8.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ 81
10.9 Выбор трансформаторов собственных нужд 83
11 Расчет заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции..... 89
11.1 Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции..... 89
11.2 Расчет молниезащиты ГПП..... 91
12 Релейная защита силового трансформатора ТДНС–10000/35..... 94
12.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ..... 95
12.2 Защита от многофазных коротких замыканий..... 96
12.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ..... 97
12.4 Защита от технологических перегрузок 97
12.5 Защита от понижения напряжения..... 98
12.6 Защита от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла 98

13 Электробезопасность 100
14 Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия 102
14.1 Причины целесообразности выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях 102
14.2 Принципы компенсации реактивной мощности 105
14.3 Оборудование и средства для решения проблем компенсации реактивной мощности 113
Заключение 118
Список использованных источников 119
ПРИЛОЖЕНИЕ А 123
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 124

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения – это комплекс устройств, оборудования, электроустановок, предназначенных для производства, транспортировки, преобразования и распределения электрической энергии.

Трудность проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий состоит в том, чтобы оптимизировать параметры этих систем путем правильного выбора питающих напряжений, определения электрических нагрузок и требования к бесперебойности электроснабжения, выбора числа и мощности трансформаторов, определения мощности и типа компенсирующих устройств и так далее. Именно решение всех этих задач в совокупности с требованиями и стандартами электроснабжения позволяют грамотно работать всему предприятию, в техническом и экономическом отношении.

1 Анализ исходных данных

1.1 Краткая характеристика системы электроснабжения

В качестве исходных данных выступают генеральный план предприятия (рисунок 1) и сведения об электрических нагрузках (таблица 1).

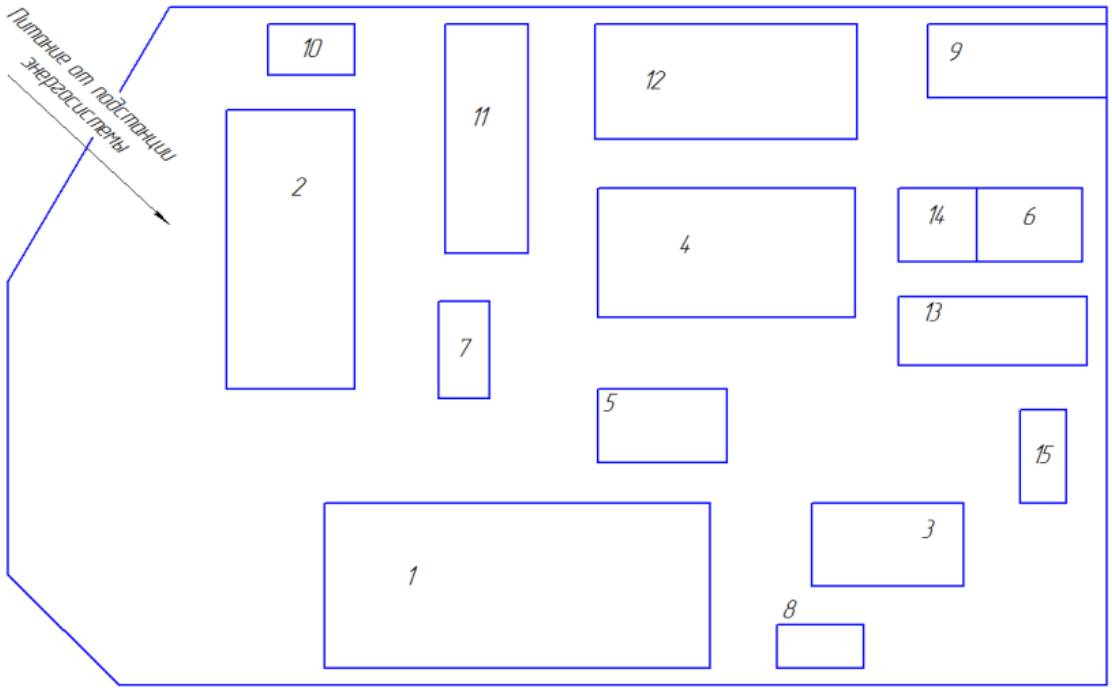


Рисунок 1 – Схема генерального плана комбината

Таблица 1 – Электрические нагрузки литейно-механического комбината

№	Наименование	Кол-во эл.приемников	Установленная суммарная мощность,кВт
1	Литейный корпус а) 0,4 кВ, б) электродуговая печь 3 т	 100 2	 2850 5000
2	Цех автомобильных поршней	150	2100
3	Склад готовой продукции	10	70
4	Цех пальцев	180	3200
5	Прессовый цех	20	2000
6	Ремонтно-механический цех	40	300
7	Компрессорная а) синхронные двигатели б) 0,4 кВ	 4 20	 2520 250
8	Строительный цех	20	250
9	Заводоуправление, столовая	40	150
10	Цех обработки гильз	100	1560

Окончание таблицы 1

№	Наименование	Кол-во эл.прием-ников	Установленная суммарная мощность,кВт
12	Цех металлоконструкций	40	500
13	Электроцех	30	320
14	Склад алюминиевых цушек	10	40
15	Склад песка	20	140

1.2 Краткое описание технологического процесса

Литейно-механическое производство – отрасль машиностроения, занимающаяся изготовлением фасонных деталей и заготовок путём заливки расплавленного металла в форму, полость которой имеет конфигурацию требуемой детали.

В процессе литья, при охлаждении металл в форме затвердевает и получается отливка – готовая деталь или заготовка, которая при необходимости (повышение точности размеров и снижения шероховатости поверхности) подвергается последующей механической обработке. В связи с этим перед литейным производством стоит задача получения отливок, размеры и форма которых максимально приближена к размерам и форме готовой детали. В машинах и промышленном оборудовании от 50% до 95% всех деталей изготовляют способом литья в формы [1].

Ремонтно-механический цех относится к вспомогательным цехам завода. Он обслуживает все цеха основного и вспомогательного производства завода, производит текущий и капитальный ремонт и изготавливает запасные части к оборудованию. Электроприемники цеха не связаны между собой технологическим процессом, их работа происходит независимо друг от друга. Остановка одного или нескольких из них не вызывает остановки других приемников. В основном производственные механизмы ремонтно-механического цеха служат для обработки металлов.

Литейный корпус предназначен для термической обработки металла, отливка оборудования, являющихся основной продукцией завода.

В механических цехах осуществляется обработка металла, очистка и первичная обработка. Основными электроприемниками этих цехов являются различные виды металлорежущих станков (шлифовальные, токарные, сверлильные), дуговая сварка, печи сопротивления и прессы. Мощности приводов станков и автоматических линий колеблются от 1,5 до 28 кВт. Количество приводов в механических цехах достигает нескольких сотен.

Компрессорная служит для производства сжатого воздуха, необходимого в технологическом процессе. Основными потребителями компрессорной являются компрессоры и вентиляторы. Режим работы приводов вентиляторов и компрессоров продолжительный, график нагрузки практически постоянный.

Электроцех позволяет осуществлять техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования, вышедшего из строя или имеющего неполадки в работе.

Заводоуправление, столовая – руководство промышленным предприятием и питание сотрудников.

Строительный цех – сборка готовых металлоконструкций.

Цех металлоконструкций осуществляет подготовку металлического проката, выполнение разметки, механическую обработку элементов стальной конструкции, проведение сварочных работ.

Прессовый цех (ПУ) предназначен для штамповки деталей электротехнической промышленности. Он является составной частью крупного завода электроизделий. На нем предусмотрены: станочное отделение, где размещен станочный парк; ремонтная мастерская, служебные, вспомогательные и бытовые помещения. Транспортные операции выполняются с помощью кран-балки и наземных электротележек.

В цехе пальцев – производство поршневых пальцев из специальной легированной стали путем механической обработки и их последующей цементации и закалки.

Цех автомобильных поршней обработки гильз – изготовление поршней ДВС путем обработки заготовок с помощью металлорежущих и обрабатывающих станков.

2 Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения

Литейный цех и компрессорная относятся к I категории, поскольку перерыв электроснабжения приведет к массовому браку продукции, нарушению сложного технологического процесса, а также может повлечь опасность для жизни сотрудников производства.

Цеха автомобильных поршней, поршневых пальцев, обработки гильз, металлоконструкций, блок механических цехов, а также прессовый цех отнесем ко II категории. Оставшиеся цеха относятся к III категории. Результаты сведем в таблицу 2. Также определим класс пожаро- и взрывоопасности для помещений [2]. Результаты сведены в таблицу 3.

Таблица 2 – Категории надежности электропотребителей завода

№	Наименование	Категория надежности
1	Литейный корпус а) 0,4 кВ, б) электродуговая печь 3 т	I
2	Цех автомобильных поршней	II
3	Склад готовой продукции	III
4	Цех пальцев	II
5	Прессовый цех	II
6	Ремонтно-механический цех	II
7	Компрессорная а) синхронные двигатели б) 0,4 кВ	I
8	Строительный цех	III
9	Заводоуправление, столовая	III
10	Цех обработки гильз	II
11	Блок механических цехов	II
12	Цех металлоконструкций	II
13	Электроцех	III
14	Склад алюминиевых цушек	III
15	Склад песка	III

Таблица 3 – Характеристика среды производственных помещений

Наименование	В зависимости от производственных факторов	Классификация по взрывоопасности	Классификация по пожароопасности
Литейный корпус а) 0,4 кВ б) электродуговая печь 3 т	Жаркое помещение	В-II	П-I
Цех автомобильных поршней	Нормальное помещение	В-IIа	П-II

Окончание таблицы 3

Наименование	**В зависимости от производственных факторов**	**Классификация по взрывоопасности**	**Классификация по пожароопасности**
Склад готовой продукции	Нормальное помещение	В-IIа	П-II
Цех пальцев	Нормальное помещение	В-IIа	П-IIа
Прессовый цех	Нормальное помещение	В-IIа	П-II
Ремонтно-механический цех	Нормальное помещение	В-II	П-II
Компрессорная а) синхронные двигатели б) 0,4 кВ	Нормальное помещение	В-IIа	П-IIа
Строительный цех	Нормальное помещение	В-IIа	П-II
Заводоуправление, столовая	Нормальное помещение	В-IIа	П-III
Цех обработки гильз	Нормальное помещение	В-II	П-II
Блок механических цехов	Нормальное помещение	В-IIа	П-II
Цех металлоконструкций	Нормальное помещение	В-IIа	П-II
Электроцех	Нормальное помещение	В-II	П-II
Склад алюминиевых цушек	Нормальное помещение	В-IIа	П-III
Склад песка	Нормальное помещение	В-IIа	П-III

3 Расчёт электрических нагрузок

3.1 Расчет мощности печных трансформаторов литейного цеха

Для расчета нагрузки линейного цеха 10 кВ, необходимо выбрать тип дуговой сталеплавильной печи и печной трансформатор. Выбираем дуговую сталеплавиную печь ДСП 3 фирмы ООО «НПФ КОМТЕРМ» [5]. Характеристики печи представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики ДСП-3

Тип печи	Номинальная емкость печи, т	Мощность печного трансформатора кВА	Время расплавление	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	Напряжение питающей сети, кВ
ДСП-3	3	2500	1	450	10

Мощность печных трансформаторов, кВ·А:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{G \cdot W}{cos\varphi \cdot \tau \cdot K_{\text{и}}}, \quad (3.1)$$

где G – емкость печи, т;

W – расход электроэнергии, кВт·ч/т;

τ – время расплавления металла, ч;

cosφ, $K_{\text{и}}$ – коэффициент мощности и коэффициент использования по справочным данным [3].

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{3 \cdot 450}{0{,}9 \cdot 1 \cdot 0{,}75} = 2000.$$

Выбираем 2 печных трансформатора ЭТМПК 3500/10 [6], характеристики которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики печного трансформатора ЭТМПК 3500/10

Тип	Номинальная мощность, кВА	Напряжение обмоток, кВ	Вид охлаждения	Переключиние ступеней Напряжения	Число положений ПБВ
ЭТМПК 3500/10	2500	10/0,38	М	ПБВ	12

При определении расчетной нагрузки литейного цеха №1 на напряжение 10 кВ, расчет будем вести по номинальной мощности печных трансформаторов.

Номинальная активная мощность двух печных трансформаторов цеха №1 составляет, кВт:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot cos\varphi = 5000 \cdot 0{,}9 = 4500. \quad (3.2)$$

3.2 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),

$$P_{\text{р}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{н}}, \quad (3.3)$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \cdot tg\varphi, \quad (3.4)$$

где $P_{\text{н}}$ – суммарная установленная мощность (номинальная мощность) всех приемников цеха, принимается по исходным данным, кВт;

$K_{\text{с}}$ – средний коэффициент спроса [3, табл 2.1];

tgφ – 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,

$$P_{\text{ро}} = P_{\text{но}} \cdot K_{\text{со}}, \quad (3.5)$$

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

$K_{\text{со}}$ – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [3, табл 2.3];

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

$$P_{\text{но}} = P_{\text{удо}} \cdot F, \quad (3.6)$$

где $P_{\text{удо}}$ – удельная нагрузка, на единицу площади пола цеха, кВт/м^2[1, табл 2.4];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м^2.

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

$$Q_{\text{ро}} = P_{\text{ро}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.7)$$

где tgφ – 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], кВ·А,

$$S_{\text{р}} = \sqrt{\left(\text{P}_{\text{р}} + \text{P}_{\text{ро}}\right)^2 + \left(Q_{\text{р}} + Q_{\text{ро}}\right)^2}. \quad (3.8)$$

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

$$\text{P}_{\text{р}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{н}}, \quad (3.9)$$

$$Q_p = \text{P}_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (3.10)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВ·А,

$$S_{\text{р}} = \sqrt{\text{P}_{\text{р}}{}^2 + Q_{\text{р}}{}^2}. \quad (3.11)$$

Результат расчета нагрузок представлен в приложении А таблица 1.

3.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности. Методика расчета приведена в [3].

Так как трансформаторы цеховых подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений, кВт (квар),

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0{,}02 \cdot S_{\text{р}}, \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0{,}1 \cdot S_{\text{р}}, \quad (3.13)$$

где $S_{\text{р}}$ − полная расчетная мощность силовых (0,4 кВ) и осветительных приемников завода.

Из приложения А таблица 1 полная расчётная мощность нагрузки 0,4 кВ равна $S_{\text{р}} = 12129{,}14$ кВ·А.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт,

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0{,}02 \cdot 12129{,}14 = 242{,}58.$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар,

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0{,}1 \cdot 12129{,}14 \ = 1212{,}914.$$

Оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода в период максимальных нагрузок энергосистемы, определяется по следующему выражению, квар,

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot \left(\sum P_{\text{р.0,4}} + \sum P_{\text{р.10}}\right), \qquad (3.14)$$

где $K_{\alpha} = 0{,}29$ – коэффициент, зависящий от напряжения питающих линий линий при U = 110 кВ;

$\sum P_{\text{р.0,4}}$, $\sum P_{\text{р.10}}$ – суммарная расчетная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт.

$$Q_{\text{э}} = 0{,}29 \cdot (8535{,}79 + 6018) = 4220{,}6 \text{ квар}.$$

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

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}\,, \qquad (3.15)$$

где $\sum Q_{\text{р.0,4}}$, $\sum Q_{\text{р.10}}$ – суммарная расчетная реактивная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, квар.

$$Q_{\text{ку}\sum} = 8617{,}207 + 4025{,}041 + 1212{,}914 - 4220{,}6 = 9634{,}562 \text{ квар}.$$

Нескомпенсированная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, квар,

$$Q = Q_{\text{р}\sum} - Q_{\text{ку}\sum}\,, \qquad (3.16)$$

где $Q_{\text{р}\sum}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0{,}95$), квар.

$$Q_{\text{р}\sum} = (Q_{\text{р}\sum 0{,}4} + Q_{\text{р}\sum 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}\,, \qquad (3.17)$$

где $Q_{\text{р}\sum 0{,}4}$, $Q_{\text{р}\sum 10}$ – суммарная расчетная реактивная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, квар.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (8617{,}207 + 4025{,}041) \cdot 0{,}95 + 1212{,}914 = 13223{,}0496 \text{ квар.}$$

$$Q = 13223{,}0496 - 9634{,}562 = 3588{,}48 \text{ квар.}$$

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

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}\Sigma}\,, \tag{3.18}$$

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

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0{,}002 \cdot 9634{,}562 \;\; = 19{,}27 \text{ кВт.}$$

Расчётная активная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0{,}95$), кВт,

$$P_{\text{р}\Sigma} = (P_{\text{р}\Sigma 0{,}4} + P_{\text{р}\Sigma\,10}) \cdot K_{\text{рм}} + \sum P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}}\,, \tag{3.19}$$

где $P_{\text{р}\Sigma 0{,}4}$, $P_{\text{р}\Sigma\,10}$ – суммарная расчетная активная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт;

$\sum P_{\text{ро}}$ – суммарная расчётная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{\text{р}\Sigma} = (7788{,}5 + 6018) \cdot 0{,}95 + 747{,}29 + 242{,}58 = 14106{,}045 \text{ кВт.}$$

Общая активная мощность с учётом потерь в компенсирующих устройствах на шинах 10 кВ подстанции, кВт.

$$P = P_{\text{р}\Sigma} + \Delta P_{\text{ку}} \tag{3.20}$$

$$P = 14106{,}045 + 19{,}27 = 14125{,}315.$$

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

$$S_{\text{р}10} = \sqrt{P^2 + Q^2}\,, \tag{3.21}$$

$$S_{\text{р}10} = \sqrt{14125{,}315^{\,2} + 3588{,}48^{\,2}} = 14574{,}01.$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери мощности (активной и реактивной) в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются по следующим выражениям, кВт, (квар),

$$\Delta P_{\text{тГПП}} = 0{,}02 \cdot S_{\text{р10}}, \quad (3.22)$$

$$\Delta Q_{\text{тГПП}} = 0{,}1 \cdot S_{\text{р10,}} \quad (3.23)$$

$$\Delta P_{\text{тГПП}} = 0{,}02 \cdot 14574{,}01 = 291{,}48,$$

$$\Delta Q_{\text{тГПП}} = 0{,}1 \cdot 14574{,}01 = 1457{,}4.$$

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

$$S_{\text{рВН}} = \sqrt{(P + \Delta P_{\text{тГПП}})^2 + (Q + \Delta Q_{\text{тГПП}})^2}\,, \quad (3.24)$$

$$S_{\text{рВН}} = \sqrt{(14125{,}315 + 291{,}48)^2 + (3588{,}48 + 1457{,}3\,)^2} = \\ = 14574{,}01\,.$$

$$\cos\varphi = \frac{14125{,}315 + 291{,}48}{14574{,}01} = 0{,}97$$

Без учёта компенсации реактивной мощности

$$S_{\text{рВН}} = \sqrt{(14106{,}315 + 386{,}69)^2 + (13223{,}0496 + 1933{,}30)^2} = \\ = 20970{,}5.$$

$$\cos\varphi = \frac{14106{,}315 + 386{,}69}{20970{,}5} = 0{,}70$$

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]:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{\text{p}i} + P_{\text{po}i}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{\text{p}i} + P_{\text{po}i})}, \tag{4.1}$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{\text{p}i} + P_{\text{po}i}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{\text{p}i} + P_{\text{po}i})}, \tag{4.2}$$

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

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

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m. \tag{4.3}$$

Из этого выражения радиус окружности

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}. \tag{4.4}$$

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

$$\alpha = \frac{360° \cdot P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}}. \tag{4.5}$$

где P_p – активная расчетныя нагрузка, кВт;

P_{po} – осветительные нагрузки цехов, кВт.

Все результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение цеха электрических нагрузок активной мощности

№	цеха по генплану	Рр+Рро, кВт	Рро, кВт	r, мм	α, град	x, м	y, м	(Рр+Рро)·x	(Рр+Рро)·y
Потребители 0,4 кВ									
1	Литейный корпус	1859,56	149,56	72,554	28,954	193,5	37,5	359824,9	69733,5
2	Цех автомобильных поршней	789,264	54,264	47,268	24,751	108	165	85240,51	130228,6
3	Склад готовой продукции	314,825	69,25	29,853	79,187	271,5	163,5	85474,99	51473,89
4	Цех пальцев	1295,21	15,21	60,552	4,2276	333	52,5	431304,9	67998,53
5	Прессовый цех	1020,106	20,1	53,738	7,0934	249	99	254006,4	100990,5
6	Ремонтно-механический цех	225,005	15	25,238	23,999	390	174	87751,95	39150,87
7	Компрессорная	234,234	9,234	25,75	14,192	172,5	127,5	40405,37	29864,84
8	Строительный цех	157,76	7,76	21,133	17,708	309	15	48747,84	2366,4
9	Заводоуправление, столовая	98,407	23,24	16,691	85,018	382,5	235,5	37640,68	23174,85
10	Цех обработки гильз	556,392	10,39	39,687	6,7226	115,5	240	64263,28	133534,1
11	Блок механических цехов	1424,267	44,26	63,497	11,187	180	207	256368,1	294823,3
12	Цех металлоконструкций	246,94	71,94	26,44	104,88	271,5	228	67044,21	56302,32
13	Электроцех	255,39	31,39	26,888	44,248	373,5	135	95388,17	34477,65

Окончание таблицы 6

№	цеха по генплану	Рр+Рро, кВт	Рро, кВт	r, мм	α, град	x, м	y, м	(Рр+Рро)·x	(Рр+Рро)·y
14	Склад алюми-ниевых цушек	18,318	6,318	7,2011	124,17	354	174	6484,572	3187,332
15	Склад песка	47,05	5,05	11,541	38,64	391,5	87	18420,08	4093,35
Потребители 10 кВ									
1	Литей-ный цех, ЭДП 3т	3750	-	103,03	0	193,5	37,5	725625	140625
7	Ком-прессор-ная СД 10 кВ	2268	-	80,127	0	172,5	127,5	391230	289170
Итого		14560,728						3055221	1471195

Координаты их центра, м,

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{3055221}{14560,728} = 209,82, \qquad (4.6)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{1471195}{14560,728} = 101,04. \qquad (4.7)$$

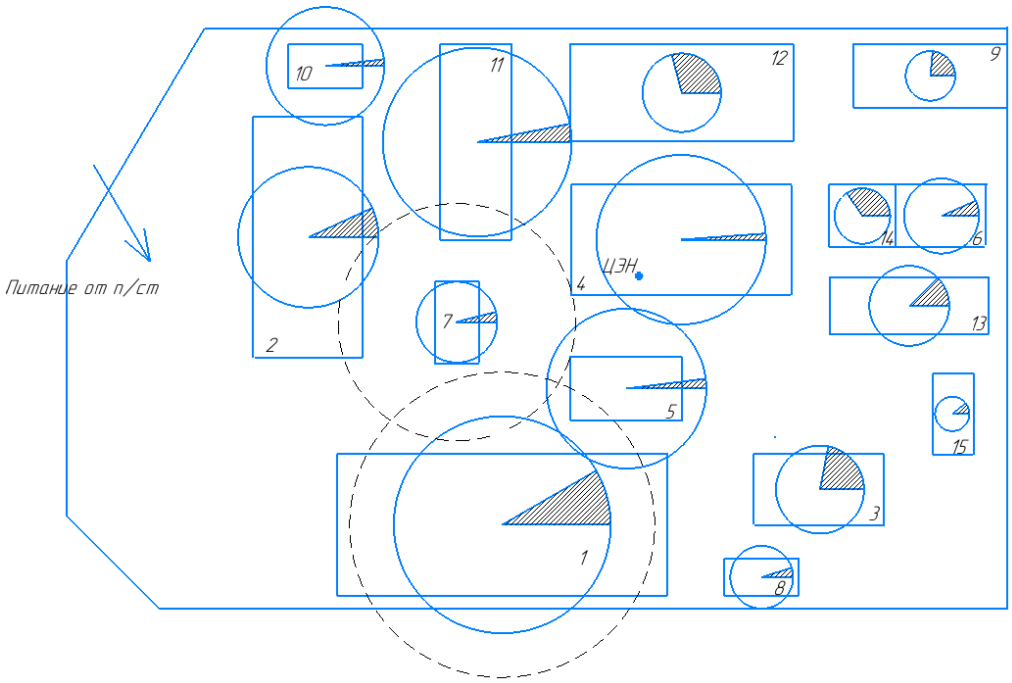


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

5 Проектирование системы внешнего электроснабжения

5.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети [3, с.52].

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

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75-100 МВт и более), средней (от 5-7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП) [3, с.52].

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

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

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин [8].

Выбираем схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [9].

Схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых двухтрансформаторных подстанций.Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ. [9]

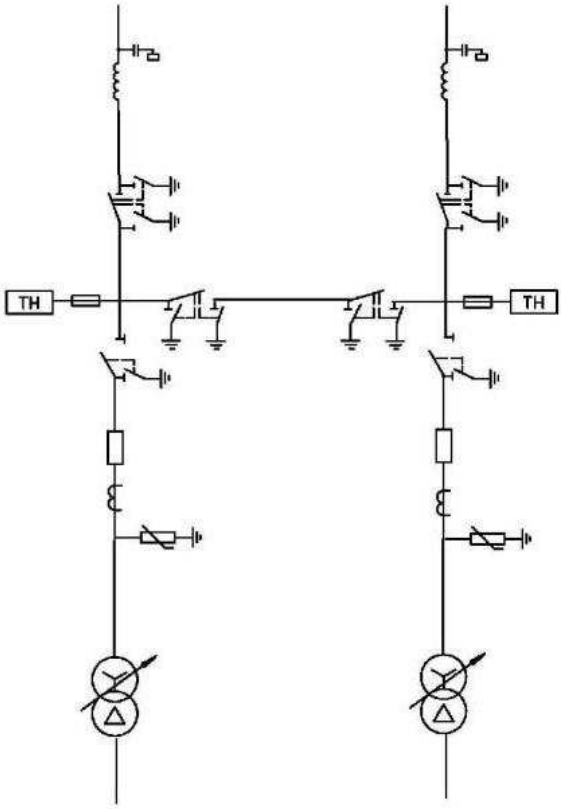


Рисунок 3 – Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

5.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Предварительно, для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения завода, по формуле Стилла рассчитывается нестандартное напряжение [3].

Нестандартное напряжение электроснабжения, кВ

$$U_{\text{рац}} = 4{,}34\sqrt{l + 16P} = 4{,}34\sqrt{4{,}5 + 16 \cdot 14{,}767} = \ 67{,}34 \text{ кВ}. \qquad (5.1)$$

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.

5.3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Для надежного электроснабжения предприятия на главной понизительной подстанции должно быть установлено не менее 2 трансформаторов.

При выходе из строя одного из трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности. При этом часть неответственных потребителей может быть отключена с целью снижения нагрузки трансформатора [3].

Определим номинальную мощность трансформаторов по, кВ·А

$$S_{нт} \geq \frac{S_Р}{2 \cdot 0{,}7} = \frac{14574{,}01}{2 \cdot 0{,}7} = 10410{,}4. \quad (5.2)$$

Принимая коэффициент загрузки равным 0,7 [8].

Принимаем к установке два трансформатора с номинальной мощностью 10000 кВ·А

Определим загрузку трансформаторов в нормальном режиме

$$К_З = \frac{S_Р}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{14574{,}01}{2 \cdot 10000} = 0{,}73. \quad (5.3)$$

В послеаварийном режиме

$$К_{ЗАВ} = \frac{S_Р}{S_{нт}} = \frac{14574{,}01}{10000} = 1{,}146. \quad (5.4)$$

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы удовлетворяет рекомендуемым значениям [8].

Принимаем к установке трансформаторы ТДНС-10000/35, ТДН–10000/110 со следующими каталожными данными [17].

Таблица 7 – Каталожные данные трансформатора ТДНС-10000/35

Тип трансформатора	**Номинальная мощность, МВА**	**Номинальные напряжения обмоток, кВ**		**Потери кВт**		**Напряжение короткого замыкания $u_к$, %**	**Ток холостого хода, %**
		ВН	**НН**	**$\Delta P_{хх}$**	**$\Delta P_{кз}$**		
ТДНС – 10000/35	10	36,75	10,5	9	60	8	0,25

Таблица 8 – Каталожные данные трансформатора ТДН - 10000/110

Тип трансформатора	**Номинальная мощность, МВА**	**Номинальные напряжения обмоток, кВ**		**Потери кВт**		**Напряжение короткого замыкания $u_к$, %**	**Ток холостого хода, %**
		ВН	**НН**	**$\Delta P_{хх}$**	**$\Delta P_{кз}$**		
ТДН – 10000/110	10	115	11	10	58	10,5	0,4

5.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

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

$$З = р_н \cdot К_\Sigma + И_\Sigma , \qquad (5.5)$$

где $р_н = 0{,}075$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;

$К_\Sigma$ - суммарные капитальные затраты, тыс. руб.;

$И_\Sigma$ - суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП, РП).

Согласно заданию, питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 115/37/10 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) и воздушной линией 110 кВ от шин трансформатора (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно данным вариантам представлены на рисунке 4.

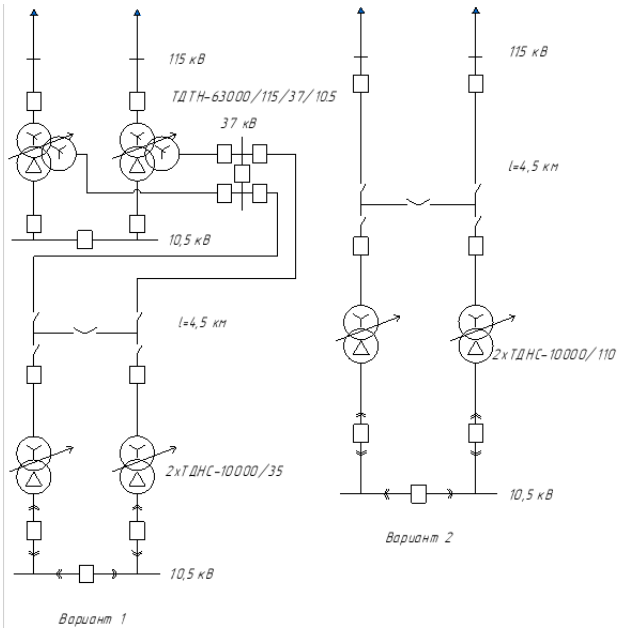


Рисунок 4 – Варианты схем внешнего электроснабжения

5.5 Выбор сечения проводов ВЛ и выключателей для вариантов схемы внешнего электроснабжения

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

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{15934{,}475}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131{,}42, \quad (5.6)$$

$$I_{p\,max} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{15934{,}475}{\sqrt{3} \cdot 35} = 262{,}85. \quad (5.7)$$

Расчетное сечение провода, мм^2,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{131{,}42}{1{,}1} = 119{,}47, \quad (5.8)$$

где $j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм^2 [10].

Ближайшее стандартное сечение 120 мм^2. Выбирается провод АС-120/19 с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}}$=390 А [11].

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (5.9)$$

$390 \geq 262{,}85 -$ условие выполняется.

Аналогично определяются токи для схемы с напряжением 110 кВ.

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{15934{,}475}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 41{,}81 \text{ А}, \quad (5.10)$$

$$I_{p\,max} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{19677{,}531}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83{,}63 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Расчетное сечение провода, мм^2,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{41{,}81}{1{,}1} = 38{,}00. \quad (5.12)$$

Для линии 110 кВ сечение провода 70 мм^2 является минимально допустимым по условию короны [3].

Выбираем минимальное стандартное сечение для 110 кВ $F_{ст} = 70$ мм^2, и соответственно сталеалюминевый провод марки АС-70/11 [11].

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс}, \quad (5.13)$$

$265 \geq 83{,}63$ – условие выполняется.

Произведем выбор выключателей для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения.

Предварительно выбираем головные выключатели (Q_1 и Q_2) и выключатели, установленные на ГПП (Q3 и Q4).

Условия выбора выключателей достаточные для выполнения ТЭР:

$$U_{н.в} \geq U_{н}, \quad (5.14)$$

$$I_{н.в} \geq I_{раб.max}. \quad (5.15)$$

Известно, что $U_н$ = 35 кВ, Iраб.max = 262,85 А (Q_1 и Q_2) и $U_н$ = 10кВ, $I_{раб.max}$ = 262,85 *35/10=919,975 А (Q3 и Q4).

Предварительно выбираем выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1000 (Q_1 и Q_2) с номинальными данными $U_{н.в}$ = 35 кВ, $I_{н.в}$ = 1000 А, $I_{откл.в}$ = 25 кА [12].

Выполним проверку условий:

$10 \geq 10$,

$1000 \geq 282{,}85$.

И ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 (Q3 и Q4) с номинальными данными $U_{н.в}$ = = 10 кВ, $I_{н.в}$ = 1000 А, $I_{откл.в}$ = 20 кА [15].

Выполним проверку условий:

$10 \geq 10$,

$1000 \geq 919{,}975$.

Аналогично выбираем выключатели для схемы с напряжением 110 кВ. Предварительно выбираем головные выключатели (Q_1 и Q_2) и выключатели, установленные на ГПП (Q3 и Q4).

Условия выбора выключателей достаточные для выполнения ТЭР:

$$U_{н.в} \geq U_{н}, \quad (5.16)$$

$$I_{н.в} \geq I_{раб.max}. \quad (5.17)$$

Известно, что $U_н$ = 110 кВ, $I_{раб.max}$ = 83,63 А (Q_1 и Q_2) и $U_н$ = 10 кВ, $I_{раб.max}$ = 83,63*110/10=919,93 А (Q3 и Q4).

Предварительно выбираем выключатели типа ВГТ-СЭЩ-110 (Q_1 и Q_2) с номинальными данными $U_{н.в}$ = 110 кВ, $I_{н.в}$ = 1250 А, $I_{откл.в}$ = 20 кА [14].Выполним проверку условий:

$$110 \geq 110,$$

$$1250 \geq 83,63.$$

И ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 (Q3 и Q4) с номинальными данными $U_{н.в}$ = = 10 кВ, $I_{н.в}$ =1000 А, $I_{откл.в}$ = 20 кА [13].

Выполним проверку условий:

$$10 \geq 10,$$

$$1000 \geq 913,8.$$

5.6 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ

Капитальные затраты на линии 35 кВ, тыс.руб/км,

$$К_{вл35} = А_л + В_л U_{ном}^2 + С_л F_л = 8,7 + 214 * 10^{-3} * 35^2 + 36 * * 120 = 4590,85, \quad (5.18)$$

где $А_л$, $В_л$, $С_л$ – коэффициенты аппроксимации для железобетонных опор [10].

Капитальные затраты на две одноцепные ЛЭП, тыс.руб,

$$К_{плΣ35} = 4590,85 * 1 * 4,5 = 41317,66.$$

Стоимость 1 трансформатора 35/10 кВ, мощностью 10000 кВА, тыс. руб,

$$К_{т35} = А_т + В_т U_{ном}^2 + С_т S_{ном.т} = = 20 + 1,43 * 10^{-3} * 35^2 + 0,886 * 10 = 30,61, \quad (5.19)$$

где $А_т$, $В_т$, $С_т$ − значения коэффициентов аппроксимации [10].

Капитальные вложения на выключатели, тыс. руб.,

$$К_{я35} = А_я + В_я U_{ном}^2 = 15 + 2,1 * 10^{-3} * 35^2 = 15,21, \quad (5.20)$$

где $А_я$, $В_я$ −значения коэффициентов аппроксимации [10]

Постоянные затраты, тыс.руб,

$$К_{п35} = А_п + В_п U_{ном}^2 = 50 + 1{,}3 * 10^{-3} * 35^2 = 65{,}92. \quad (5.21)$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб,

$$K_{тп35} = \left(\sum_{i=1}^{I} K_{тi} n_{тi} + \sum_{j=1}^{J} K_{яj} n_{яj} + K_п \right) k_{2022} = \\ = (30{,}61 * 2 + 15{,}21 * 2 + 65{,}92) \cdot 170 = 73329{,}25, \quad (5.22)$$

где k_{2022} = 170 – повышающий коэффициент, позволяющий перейти от стоимостей, полученных по эмпирическим зависимостям к стоимости в российских рублях на 2022 год.

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб,

$$K_{Σ35} = K_{тп35} + K_{л35} = 73330 + 41317{,}66 = 114646{,}9. \quad (5.23)$$

д) Расчёт ежегодных издержек

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

$$И_{тΣ} = И_{тл} + И_{тв} + И_{тт} = 0{,}026 * 20658{,}83 + 0{,}059 * 30{,}61 + \\ + 0{,}059 * 17{,}57 = 1076{,}96, \quad (5.24)$$

где $И_{тл}$, $И_{тв}$, $И_{тт}$ – амортизационные отчисления по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб. [3].

Амортизационные отчисления находят по нормам амортизации $р_а$ в долях единицы от капиталовложений,

$$И_а = р_а \cdot К. \quad (5.25)$$

Норма амортизации $р_а$ определяется с учетом срока полезного использования $Т_{пи}$ объекта, определяемая по

$$р_а = \frac{1}{Т_{пи}}. \quad (5.26)$$

Расходы на амортизацию, тыс. руб./год,

$$И_{аΣ} = И_{ал} + И_{ав} + И_{ат} = 0{,}067 * 20658{,}83 + 0{,}05 * 30{,}61 + \\ + 0{,}066 * 17{,}57 = 2770{,}83, \quad (5.27)$$

где $И_{ал}$, $И_{ав}$, $И_{ат}$ – расходы на эксплуатацию и ремонт по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб. [3].

Определяем стоимость потерь электроэнергии.

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P_{л} = R\frac{S_{р}^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_{р}^2}{U^2} \cdot 10^{-3} = \\ = \frac{0{,}244 * 4{,}5}{2} * \frac{14574{,}015^2}{35^2} \cdot 10^{-3} = 95{,}191, \quad (5.28)$$

где r_0–удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l –длина линии, км;

$n_{ц}$–количество цепей;

$S_{р}$–расчетная мощность, кВ·А

Время использования максимума потерь, ч:

$$\tau_{max} = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0{,}124 + \frac{3600}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \\ = 2052{,}08 \quad (5.29)$$

где T_{max} – число часов использования максимума нагрузки для литейно-механического комбината, ч [10].

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч,

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{max} = 95{,}191 * 2052{,}08 = 195339{,}25. \quad (5.30)$$

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

$$\Delta W_{т} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{в} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{р}}{S_{нт}}\right)^2 \cdot \tau_{max} = \\ = 2 * 9 * 8760 + \frac{1}{2} * 60 * \left(\frac{14574{,}015}{10000}\right)^2 * 2052{,}1 = 247401{,}2, \quad (5.31)$$

где n – число трансформаторов;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$S_{р}$ – расчетная мощность, кВ·А;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

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

Годовые потери энергии, кВт·ч,

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{т} + \Delta W_{л} = 247401{,}2 + 195339{,}25 = 442740{,}5. \quad (5.32)$$

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

$$И_{ЭΣ} = И_{Э} \cdot \Delta W_{Σ} = 2{,}574 \cdot 442740{,}5 = 1139{,}61, \quad (5.33)$$

где $И_{э}$ – тариф на электроэнергию на сайте ПАО «Красноярскэнергосбыт» для 35 кВ [15].

Суммарные ежегодные издержки на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии, тыс. руб,

$$И_{Σ} = И_{аΣ} + И_{тΣ} + И_{эΣ} = 1076{,}9 + 2770{,}83 + 1139{,}61 = \\ = 4987{,}4. \quad (5.34)$$

Приведённые затраты по первому варианту, тыс. руб,

$$З_{Σ1} = Е_{н} \cdot К_{Σ} + И_{Σ} = 0{,}125 \cdot 114646{,}9 + 1139{,}61 = 21207{,}5, \quad (5.35)$$

где $E_{н}$ – коэффициент дисконтрования, по ставке депозита Центробанка, на сегодняшний день (октябрь 2020 года) ставка составляет 12,5 %, т.е. $E_{н}$ = 0,125.

Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Составим схему для расчета надежности:

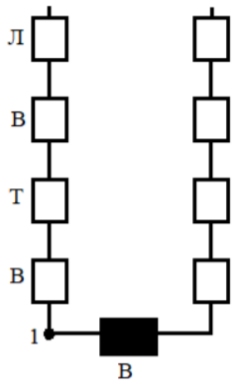


Рисунок 5 – Структурная схема для расчета ущерба

Так как секционный выключатель в нормальном режиме отключен, то схема буде выглядеть так:

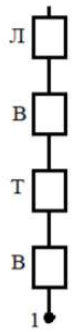


Рисунок 6 – Упрощенная структурная схема для расчета ущерба

По справочным данным находим данные для расчета [3].
Для линий 35 кВ:
$\Omega_{вл35}$ = 0,8 отказ/год; $T_{а.вл35}$ =10 ч/год; $T_{лв35}$ = 1,142 год/отказ.
Для выключателей 35 кВ:
$\omega_{в35}$ = 0,004 отказ/год; $T_{вв35}$ =40 ч/год; $T_{вв35}$ = 4,566 год/отказ.
Для трансформаторов
$\omega_{т}$ = 0,012 отказ/год; $T_{тв}$ =70 ч/год; $T_{тв}$ = 7,991 год/отказ.
Для выключателей 10 кВ
$\omega_{в10}$ = 0,03 отказ/год; $T_{вв10}$ =20 ч/год; $T_{вв10}$ = 2,283 год/отказ.
Коэффициент вынужденного простоя для ЛЭП-35 кВ:

$$K_{\text{вл35}} = \omega_{\text{л}} T_{\text{лв}} = 2 \cdot \frac{4{,}5}{100} \cdot 1{,}142 \cdot 10^{-3} = 0{,}411 \cdot 10^{-4}. \quad (5.36)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 35 кВ:

$$K_{\text{в35}} = \omega_{\text{в35}} T_{\text{в35}} = 0{,}04 \cdot 4{,}566 \cdot 10^{-3} = 0{,}018 \cdot 10^{-3}\,. \quad (5.37)$$

Коэффициент вынужденного простоя для трансформаторов 35 кВ:

$$K_{\text{т35}} = \omega_{\text{т35}} T_{\text{т35}} = 0{,}012 \cdot 7{,}991 \cdot 10^{-3} = 0{,}096 \cdot 10^{-3}. \quad (5.38)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 10 кВ:

$$K_{\text{в10}} = \omega_{\text{в10}} T_{\text{в10}} = 0{,}03 \cdot 2{,}3 \cdot 10^{-3} = 0{,}068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.39)$$

Параметр потока отказов при последовательном соединении элементов,

$$\omega_I = \omega_{\text{вл35}} K_{\text{вл35}} + \omega_{\text{в35}} K_{\text{в35}} + \omega_{\text{т35}} K_{\text{т35}} + \omega_{\text{в10}} K_{\text{в10}} = 1{,}6 \cdot \cdot 0{,}0864 \cdot 10^{-3} + 0{,}02 \cdot 0{,}032 \cdot 10^{-3} + 0{,}01 \cdot 0{,}08 \cdot 10^{-3} + +0{,}04 \cdot 0{,}068 \cdot 10^{-3} = 0{,}34 \cdot 10^{-3}. \quad (5.40)$$

Недоотпуск энергии при аварийных простоях, кВт·ч,

$$W_{\text{п.э.}I} = \sum_{z=1}^{Z} P_z k_{oz} \tau_{nz} = 0{,}34 \cdot 10^{-3} \cdot (10 \cdot 14416{,}15 + 14 \cdot\cdot 14416{,}15 + 70 \cdot 14416{,}15 + 20 \cdot 14416{,}15) == 67{,}48\,, \quad (5.42)$$

где Z – количество расчетных участков сети;

P_z – мощность трансформаторных подстанций по z-му участку сети, кВт;

k_{oz} – коэффициент одновременности включения электроприемников по z-му участку сети (при отсутствии реальных данных k_{oz} = 0,6);

τ_{nz} – суммарная продолжительность отключений за год по z-му участку сети, ч.

Ущерб, тыс.руб,

$$У_{35} = у_0 \cdot W_{п.э.I} \cdot И_{И.С.С} = 268 \cdot 67{,}48 \cdot 104{,}4 \cdot 10^{-3} = \\ = 1888{,}04, \quad (5.43)$$

где- y_0 = 268 руб./кВт·ч [10];

$И_{И.С.С}$ -индекс изменения сметной стоимости [16].

5.7 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ

Капитальные затраты на линии 110 кВ, тыс.руб/км,

$$К_{вл110} = А_л + В_л U_{ном}^2 + С_л F_л = \\ = 11{,}04 + 255 * 10^{-3} * 110^2 + 29 * 70 = 1989{,}8, \quad (5.44)$$

где $А_л$, $В_л$, $С_л$ – коэффициенты аппроксимации для железобетонных опор [10].

Капитальные затраты на две одноцепные ЛЭП, тыс.руб,

$$К_{плΣ110} = 1989{,}8 * 2 * 4{,}5 = 46138{,}86. \quad (5.45)$$

Стоимость 1 трансформатора 110/10 кВ, мощностью 10000 кВА, тыс. руб,

$$К_{\frac{т110}{10}} = А_т + В_т U_{ном}^2 + С_т S_{ном.т} = \\ = 20 + 1{,}43 * 10^{-3} * 110^2 + 0{,}886 * 10 = 46{,}163 \quad (5.46)$$

где – $А_т, В_т, С_т -$ значения коэффициентов аппроксимации [10].

Капитальные вложения на выключатели, тыс. руб,

$$К_{я110} = А_я + В_я U_{ном}^2 = 15 + 2{,}1 * 10^{-3} * 110^2 = 15{,}21, \quad (5.47)$$

где $А_я, В_я -$ значения коэффициентов аппроксимации [10].

Постоянные затраты, тыс.руб,

$$К_{п110} = А_п + В_п U_{ном}^2 = 50 + 1{,}3 * 10^{-3} * 110^2 = 207{,}3. \quad (5.48)$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб,

$$K_{\text{тп110}} = \left(\sum_{i=1}^{I} K_{\text{т}i} n_{\text{т}i} + \sum_{j=1}^{J} K_{\text{я}j} n_{\text{я}j} + K_{\text{п}} \right) k_{2021} = \\ = (46{,}16 * 2 + 40{,}41 * 2 + 65{,}73) \cdot 170 = \\ = 102650{,}42\ , \tag{5.49}$$

где $k_{2022} = 170$ – повышающий коэффициент, позволяющий перейти от стоимостей, полученных по эмпирическим зависимостям к стоимости в российских рублях на 2022 год.

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб.,

д) Расчёт ежегодных издержек

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

$$И_{\text{т}\Sigma} = И_{\text{тл}} + И_{\text{тв}} + И_{\text{тт}} = 0{,}026 * 46138{,}86 + 0{,}059 * 46{,}16 + \\ + 0{,}059 * 15{,}21 = 1203{,}23, \tag{5.51}$$

где $И_{\text{тл}}$, $И_{\text{тв}}$, $И_{\text{тт}}$ – амортизационные отчисления по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.[3].

Амортизационные отчисления находят по нормам амортизации $\text{р}_\text{а}$ в долях единицы от капиталовложений,

$$И_{\text{а}} = \text{р}_\text{а} \cdot \text{К}. \tag{5.52}$$

Норма амортизации $\text{р}_\text{а}$ определяется с учетом срока полезного использования $\text{Т}_{\text{пи}}$ объекта,

$$\text{р}_\text{а} = \frac{1}{\text{Т}_{\text{пи}}} \tag{5.53}$$

Расходы на амортизацию, тыс. руб./год,

$$И_{\text{а}\Sigma} = И_{\text{ал}} + И_{\text{ав}} + И_{\text{ат}} = 0{,}067 * 46138{,}86 + 0{,}067 * 15{,}21 + \\ + 0{,}05 * 46{,}16 = 3094{,}63, \tag{5.54}$$

где $И_{\text{ал}}$, $И_{\text{ав}}$, $И_{\text{ат}}$ – расходы на эксплуатацию и ремонт по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.[3].

Определяем стоимость потерь электроэнергии.

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P_{\text{л}} = R \frac{S_{\text{р}}^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{р}}^2}{U^2} \cdot 10^{-3} = \\ = \frac{0{,}42 * 4{,}5}{2} \cdot \frac{14573{,}01^2}{110^2} \cdot 10^{-3} = 16{,}586, \tag{5.55}$$

где r_0–удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l –длина линии, км;

$n_ц$–количество цепей;

$S_р$–расчетная мощность, кВ·А.

Время использования максимума потерь, ч,

$$\tau_{max} = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0{,}124 + \frac{3600}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2052{,}1, \quad (5.56)$$

где T_{max} – число часов использования максимума нагрузки для предприятия, ч.[10]

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч,

$$\Delta W_л = \Delta P_л \cdot \tau_{max} = 16{,}586 * 2052{,}1 = 34036{,}1. \quad (5.57)$$

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

$$\Delta W_т = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_в + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_р}{S_{нт}}\right)^2 \cdot \tau_{max} = 2 * 10 * 8760 + \frac{1}{2} * 58 * \left(\frac{14573{,}01}{10000}\right)^2 * 2052 = 301583{,}78, \quad (5.58)$$

где n – число трансформаторов;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ –потери короткого замыкания, кВт;

$S_р$ – расчетная мощность, кВ·А;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$T_в$ – годовое число часов работы трансформатора, ч.

Годовые потери энергии, кВт·ч,

$$\Delta W_\Sigma = \Delta W_т + \Delta W_л = 34036 + 301584 = 335620. \quad (5.59)$$

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

$$И_{э\Sigma} = И_э \cdot \Delta W_\Sigma = 3{,}691 \cdot 335620 = 1259{,}25, \quad (5.60)$$

где $И_э$ – тариф на электроэнергию на сайте ПАО «Красноярскэнергосбыт» для 110 кВ [15].

Суммарные ежегодные издержки на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии, тыс. руб,

$$И_{\Sigma} = И_{а\Sigma} + И_{т\Sigma} + И_{э\Sigma} = 1203 + 3094{,}63 + 1259{,}3 = 5556{,}63. \quad (5.60)$$

Приведённые затраты по второму варианту, тыс. руб.:

$$З_{\Sigma 1} = Е_{н} \cdot К_{\Sigma} + И_{\Sigma} = 0{,}125 \cdot 148789{,}3 + 5556{,}6 = 24155{,}33, \quad (5.61)$$

где $E_н$ – коэффициент дисконтрования, по ставке депозита Центробанка, на сегодняшний день (октябрь 2021 года) ставка составляет 12,5 %, т.е. $E_н$ = 0,125.

Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Составим схему для расчета надежности:

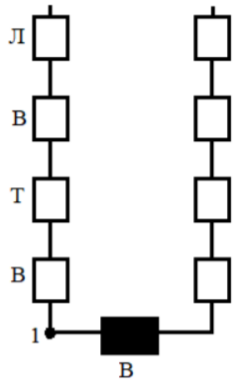


Рисунок 7 – Структурная схема для расчета ущерба

Так как секционный выключатель в нормальном режиме отключен, то схема будет выглядеть так:

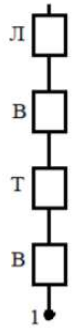


Рисунок 8 – Упрощенная структурная схема для расчета ущерба

По справочным данным находим данные для расчета [3].

Для линий 110 кВ:

$\omega_{вл110}$ = 1 отказ/год; $T_{а.вл110}$ =9 ч/год; $T_{лв}$ = 1,027 год/отказ.

Для выключателей 110 кВ:

$\omega_{в110}$ = 0,003 отказ/год; $T_{вв110}$ =20 ч/год; $T_{вв}$ = 2,283 год/отказ.

Для трансформаторов:

$\omega_{т}$ = 0,017 отказ/год; $T_{тв110}$ =70 ч/год; $T_{тв}$ = 7,991 год/отказ.

Для выключателей 10 кВ
$\omega_{в10}$ = 0,003 отказ/год; $T_{вв10}$ =20 ч/год; $T_{вв10}$ = 2,283 год/отказ.

$$K_{вл110} = \omega_{л} T_{лв} = 1 \cdot \frac{4,5}{100} \cdot 1,027 \cdot 10^{-3} = 0,046 \cdot 10^{-3}. \quad (5.62)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 35 кВ,

$$K_{в110} = \omega_{в110} T_{в110} = 0,003 \cdot 2,283 \cdot 10^{-3} = 0,068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.63)$$

Коэффициент вынужденного простоя для трансформаторов 35 кВ,

$$K_{т110} = \omega_{т110} T_{т110} = 0,017 \cdot 7,991 \cdot 10^{-3} = 0,13 \cdot 10^{-3}. \quad (5.64)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 10 кВ,

$$K_{в10} = \omega_{в10} T_{в10} = 0,003 \cdot 2,283 \cdot 10^{-3} = 0,068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.65)$$

Параметр потока отказов при последовательном соединении элементов,

$$\omega_I = \omega_{вл110} K_{вл110} + \omega_{в110} K_{в110} + \omega_{т110} K_{т110} + \omega_{в10} K_{в10} = \\ = 0,49 \cdot 10^{-3}. \quad (5.66)$$

Недоотпуск энергии при аварийных простоях, кВт·ч,

$$W_{п.э.II} = \sum_{z=1}^{Z} P_z k_{oz} \tau_{nz} = 0,49 \cdot 10^{-3} \\ \cdot (9 \cdot 14125,15 + 20 \cdot 14125,15 + 70 \cdot 14125,15 \\ + 20 \cdot 14416,15) = 81,66, \quad (5.67)$$

где Z – количество расчетных участков сети;

P_z – мощность трансформаторных подстанций по z-му участку сети, кВт;

k_{oz} – коэффициент одновременности включения электроприемников по z-му участку сети (при отсутствии реальных данных k_{oz} = 0,6);

τ_{nz} – суммарная продолжительность отключений за год по z-му участку сети, ч.

Ущерб, тыс.руб,

$$У_{110} = у_0 \cdot W_{п.э.I} \cdot И_{И.С.С} = 268 \cdot 81,66 \cdot 104,4 \cdot 10^{-3} = \\ = 2284,78, \quad (5.68)$$

где y_0 = 268 руб./кВт·ч [10];

$И_{и.с.с}$ -индекс изменения сметной стоимости [16].

Сравнение результатов

Таблица 9 – Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателя	**Варианты**	
	I (35кВ)	**II (110 кВ)**
Капитальные затраты К, тыс. руб.	114646,9	148789,3
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс. руб.	4987,4	5556,63
Потери энергии, ΔW , тыс. кВт·ч/год	442740,5	335620
Стоимость годовых потерь электроэнергии, Иэ, тыс. руб.	1139,61	1259,25
Ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс.руб.	1888,04	2284,78
Приведенные затраты З , тыс. руб./год	21207,5	24155,33

Разница приведенных затрат вариантов составляет 14 %. Следовательно, отдаем предпочтение первому варианту и выполняем дальнейшие расчеты только для него.

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

Мощность цеховых трансформаторов обычно не превышает 2500 кВ·А, так как при увеличении мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Цеховые подстанции могут быть однотрансформаторными и двухтрансформаторными, в зависимости от категории надёжности потребителей [3].

Также должно быть предусмотрено освещение территории предприятия. Световую нагрузку необходимо учесть при проектировании электроснабжения предприятия. Осветительную нагрузку следует равномерно распределить между трансформаторными подстанциями. Для этого разделим территорию на четыре примерно равные части. Питание каждой части будет осуществляться от находящейся на ней подстанции.

Осветительная нагрузка территории предприятия, кВт,

$$\mathrm{P}_{\mathrm{ро}}^{\mathrm{тер}} = k_{со}\mathrm{P}_{\mathrm{уд}}S_{\mathrm{тер}} = 0{,}8 * 0{,}16 * 10^{-3} * 63886 = 8{,}177, \qquad (6.1)$$

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

$\mathrm{P}_{\mathrm{уд}}$ – удельная мощность осветительной нагрузки территории промышленного предприятия (0,09-0,25 [4]), кВТ/м^2;

$S_{\mathrm{тер}}$ – площадь предприятия без учета площади цехов, м^2.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 10. Коэффициент мощности осветительной нагрузки cosφ = 0,95 [4].

Таблица 10 – Осветительная нагрузка территории предприятия

Часть территории	Доля части территории от общей площади, %	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар
С-З	24	1,919	0,614
С-В	23	1,89	0,605
Ю-З	29	2,356	0,754
Ю-В	24	2,013	0,644
Итого	100	8,177	2,617

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

1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2) Определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6,10 кВ предприятия [3].

Методика расчетов представлена в [3].

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, кВ·А/м^2,

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \tag{6.2}$$

где $S_{\text{р}}$ – расчётная нагрузка цеха, кВ·А;

F – площадь цеха, м^2.

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

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{р}}}{K_{\text{з}} \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \tag{6.3}$$

где $K_{\text{з}}$ – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора [3], о.е;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и вычисляется по формуле

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \tag{6.4}$$

где m – число дополнительно установленных трансформаторов, определяют по специальным кривым [3].

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

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_{\text{з}} \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_{\text{р}}^2}. \tag{6.5}$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{макс.т}}. \tag{6.6}$$

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{нк1}}$ будет равна нулю).

Дополнительная мощность НБК для снижения потерь в трансформаторах и в сети 6,10 кВ предприятия, квар,

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}\,, \qquad (6.7)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{\text{Р1}}$ и $K_{\text{Р2}}$ и схемы питания цеховой ТП [3].

Если в расчётах окажется, что $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{нк2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар,

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}\,. \qquad (6.8)$$

Рассчитаем число и мощность цеховых трансформаторов для цеха №4,12,9,14,6, а также определим расчётную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (до 1 кВ) и произведём выбор НБК. Для расчёта используем данные из таблицы 1 приложение А.

Удельная плотность нагрузки,

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{3526{,}51}{9941} = 0{,}35.$$

При удельной плотности более 0,2... 0,3 кВ·А/м^2 и суммарной нагрузке более 3 000... 4 000 кВ·А целесообразно применять цеховые трансформаторы мощностью соответственно 1 600...2 500 кВ·А. Принимаем к установке трансформаторы с коэффициентом загрузки 0,7 и номинальной мощностью 2500 кВ·А,

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов,

$$N_{\min} = \frac{1950{,}26}{0{,}7 \cdot 2500} + 0{,}89 = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов,

$$N_{\text{опт}} = 2 + 0 = 2.$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы, квар,

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(2 \cdot 0{,}7 \cdot 2500)^2 - 1950{,}26^2} = 2906{,}28.$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = 2765{,}57 - 2906{,}28 = -140{,}72.$$

Поскольку $Q_{нк1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется.

Результаты выбора числа и мощности цеховых трансформаторов для остальных цехов представлены в таблице 11, параметры цеховых трансформаторов- в таблице 12, а результаты выбора НБК-в таблице 13.

Таблица 11 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Потребители	Наименование пункта питания	Место расположения пункта питания	σн, кВА/м2	Рр, кВт	Qр, квар	Sном. т, кВА	Кз	Nmin	Nопт
Цех № 1,3,8, Ю-З	ТП-1, ТП-1а	Цех № 1	0,18	2111,65	1557,60	1000	0,66	4	4
Цех № 5,13,15,7, Ю-В	ТП-2	Цех №5	0,47	1606,79	1494,07	1600	0,69	2	2
Цех № 4,12,9,14,6, С-В	ТП-3	Цех № 4	0,35	1950,26	2765,57	2500	0,71	2	2
Цех № 2,7, С-З	ТП-4	Цех № 2	0,37	1023,50	939,49	1000	0,75	2	2
Цех №11	ТП-5	Цех № 11	0,81	1424,27	1627,96	1600	0,69	2	2
Цех № 10	ТП-6	Цех № 10	1,23	556,39	560,45	1000	0,79	1	1

Таблица 12 – Параметры цеховых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном.т}$, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМ	1000	10	0,4	1,7	10,5	6	1,3
ТМ	1600	10	0,4	3,3	18	5.5	1,3
ТМ	2500	10	0,4	4,6	25	5,5	1,0

Таблица 13 – Выбор низковольтных конденсаторных установок [34]

Потребители	Qр, квар	Qнк.расч, квар	Qнк.факт квар	Кол-во НБК, шт.	Номинальная мощность НБК, квар	Тип НБК
Цех № 1,3,8	1557,60	40,71	50,4	4	12,6	УКМ-0,4-12,6-1,8 У3
Цех № 5,13,15,7	1494,07	-	-	-	-	-
Цех № 4,12,9,14,6	2765,57	-	-	-	-	-
Цех № 2,7	939,49	-	-	-	-	-
Цех №11	1627,96	-	-	-	-	-
Цех № 10	560,45	135,68	150	1	150	УКМ-0,4-150-7,5 У3

Затем необходимо определить мощность компенсирующих устройств в сетях 10 кВ. Если рассматривать завод узлом сети 10 кВ, к которому присоединены источники и потребители реактивной мощности, то тогда баланс реактивной мощности будет иметь такой вид:

$$Q_{\text{р}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{факт НК}} + Q_{\text{ГПП}} - Q_{\text{ВК}} - Q_{\text{Э1}} = 0, \quad (6.9)$$

где $Q_{\text{р}}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями 6-10 кВ, квар;

$Q_{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар;

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

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

$Q_{\text{нк.факт}}$ – реактивная мощность НБК, квар; $Q_{\text{э1}}$ – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, квар.

Экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД, квар,

$$Q_{\text{СД э}} = \alpha_{\text{м}} \cdot Q_{\text{СД ном}} = 0{,}94 \cdot 327 = 307{,}38, \quad (6.10)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД (определятся по номограмме) [4].

Суммарная располагаемая мощность всех двигателей, квар,

$$Q_{\text{СД}} = Q_{\text{СД э}} \cdot n = 307{,}38 \cdot 4 = 1229{,}52. \quad (6.11)$$

Реактивная мощность, потребляемая ДСП, квар,

$$Q_{\text{П}} = P_{\text{номп}} K_{\text{с}}\, tg\varphi = 5000 \cdot 0{,}75 \cdot 0{,}620 = 2324{,}0412. \quad (6.12)$$

Суммарная расчетная мощность высоковольтных батарей конденсаторов для шин, с которых питается нагрузка предприятия, кроме ДСП, из условия баланса реактивной мощности равна, квар,

$$\begin{aligned} Q_{\text{ВК1}} &= Q_{\text{р}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{факт НК}} + Q_{\text{ГПП}} - Q_{\text{Э1}} = \\ &= 13223{,}05 - 1229{,}52 - 200{,}4 + 1479{,}125 - 4220{,}51 = \\ &= 9151{,}74. \end{aligned} \quad (6.13)$$

К установке принимается 4 установки типа УКРМ-10,5-1350-1х450р-2х900р У3[35] и 2 установки типа СТК-2/20-10 [36].

7 Расчет потерь мощности в трансформаторах

Для расчета сечений кабелей, питающих цеховые подстанции, требуется определить потери мощности в трансформаторах, состоящие из нагрузочных потерь, зависящих от фактической загрузки, и потерь холостого хода [3]. Расчет потерь выполним согласно [3] на примере ТП2.

Потери активной мощности, кВт,

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n}\left(\frac{S_{\text{ф}}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \quad (7.1)$$

$$= 3{,}3 \cdot 2 + 18 \cdot \frac{1}{2}\left(\frac{2194{,}08}{1600}\right)^2 = 23{,}52,$$

где n - одинаковых параллельно работающих трансформаторов на подстанции;

$\Delta P_{\text{х}}$ - потери активной мощности хх, кВт;

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

$S_{\text{ф}}$ – фактическая нагрузка трансформатора, кВА,

$$S_{\text{ф}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + \left(Q_{\text{р}} - Q_{\text{нбкф}}\right)^2} = \quad (7.2)$$

$$= \sqrt{1606{,}79^2 + (1494{,}07 - 50)^2} = 2194{,}08.$$

Потери реактивной мощности, квар,

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{х}} \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n}\left(\frac{S_{\Phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2$$

$$= \frac{S_{\text{н.тр}} \cdot I_{\text{х}}}{100} \cdot n + \frac{S_{\text{н.тр}} \cdot U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{1}{n}\left(\frac{S_{\Phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \quad (7.3)$$

$$= \frac{1600 \cdot 1{,}0}{100} \cdot 2 + \frac{1600 \cdot 5{,}5}{100} \cdot \frac{1}{2}\left(\frac{2194{,}08}{1600}\right)^2 = 124{,}3408,$$

где $\Delta Q_{\text{х}}$ – реактивные потери мощности хх, квар;

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

$I_{\text{х}}$ – ток холостого хода, %;

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

Аналогично рассчитываем потери в каждых ЦТП, все результаты сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет потерь в цеховых трансформаторах

№ТП	$S_{н.тр}$, кВА	$\Delta P_{тр}$ (для одной ТП), кВт	$\Delta Q_{тр}$ (для одной ТП), квар
ТП-1	1000	24,471	152,978
ТП-2	1600	23,524	124,340
ТП-3	2500	32,103	175,970
ТП-4	1000	13,533	83,905
ТП-5	1600	23,048	122,016
ТП-6	1000	6,719	41,682

8 Выбор кабельных линий

8.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Выбор кабельных линий будет осуществляется по экономической плотности тока. Методика расчета представлена в [3].

В качестве примера произведем выбор кабеля (10 кВ) для участка: ГПП -ТП2. 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,

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{\left(P_{\text{р}}^{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}}\right)^2 + \left(Q_{\text{р}}^{\text{н}} + \Delta Q_{\text{т}}\right)^2}}{n_{\text{к}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \tag{8.1}$$

$$= \frac{\sqrt{(1606{,}79 + 23{,}52)^2 + (1494{,}07 + 124{,}34)^2}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 64{,}22,$$

где $P_{\text{р}}^{\text{н}}$ - расчетная активная составляющая нагрузки на шинах 0,4 кВ, кВт;

$\Delta P_{\text{т}}$ - потери активной мощности (таблица 14), кВт;

$n_{\text{к}}$ - число питающих кабельных линий;

$Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ - расчетная реактивная составляющая нагрузки на шинах 0,4 кВ с учетом компенсации реактивной мощности, квар,

$$Q_{\text{р}}^{\text{н}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк факт}} = 1494{,}07 - 0 = 1494{,}07. \tag{8.2}$$

Ток при аварийном режиме работы, А,

$$I_{\text{ра}} = \frac{\sqrt{\left(P_{\text{р}}^{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}}\right)^2 + \left(Q_{\text{р}}^{\text{н}} + \Delta Q_{\text{т}}\right)^2}}{(n_{\text{к}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \tag{8.3}$$

$$= \frac{\sqrt{(1606{,}79 + 23{,}52)^2 + (1494{,}07 + 124{,}34)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 128{,}44.$$

Расчётное сечение жилы кабеля,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{64{,}22}{1{,}7} = 40{,}14 \text{ мм}^2. \tag{8.4}$$

Ближайшее стандартное сечение - 50 мм^2. Используется кабель алюминиевый с изоляцией из сшитого полиэтилена с величиной длительно допустимого тока $I_{\text{доп}} = 170$ А [11].

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), с учётом поправочных коэффициентов: на температуру окружающей среды (K_1), на количество кабелей, лежащих рядом в траншее (K_2), на удельное тепловое сопротивление земли (K_3) [3].

Данная проверка производится по следующей формуле,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}max}\ , \tag{8.5}$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного кабеля [11], А,

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}05 \cdot 156 = 147{,}42 \geq 128{,}44.$$

Проверим кабель на потерю напряжения,

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U\text{ном}} \cdot 100\%, \tag{8.6}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot \left(r_{\text{уд}} \cdot cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot sin\varphi\right), \tag{8.7}$$

где $I_р$ – расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А;

l - длина кабеля, км;

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

$r_{\text{уд}}$- удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_{\text{уд}}$ - удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$cos\varphi = \frac{P + P_{\text{цт}}}{S_{\text{р}}} = \frac{1606{,}79 + 10{,}59}{2224{,}65} = 0{,}73, \tag{8.8}$$

$$\sin(\arccos\varphi) = 0{,}68. \tag{8.9}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 3 \cdot 64{,}22 \cdot 0{,}15 \cdot (0{,}383 \cdot 0{,}73 + 0{,}204 \cdot 0{,}68) = 7{,}05,$$

$$\Delta U = \frac{7{,}05}{10000} \cdot 100\% = 0{,}0705.$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 10 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Sp, кВ·А	$I_р$, А	$I_{раб.макс}$, А	$F_{ст}$, мм^2	$I_{доп}$, А	$I'_{доп}$, А	$n_{л}$, шт	Марка кабеля	L,км	ΔU,%
ГПП-ТП1	2705,65	78,11	156,21	50	156	147,42	4	АПвП	0,0315	0,0092
ТП1-ТП1а	705,65	20,37	40,74	50	156	147,42	2	АПвП	0,207	0,0316
ГПП-ТП2	2297,21	66,31	132,63	50	156	147,42	2	АПвП	0,15	0,0728
ТП3-ТП3	3547,17	51,20	68,27	50	156	147,42	4	АПвП	0,327	0,1113
ТП4-ТП4	1456,97	42,06	84,12	50	156	147,42	2	АПвП	0,075	0,0226
ТП4-ТП5	2270,94	65,56	131,11	50	156	147,42	2	АПвП	0,0795	0,0366
ТП5-ТП6	722,16	20,85	41,69	50	156	147,42	2	АПвП	0,094	0,0142
ГПП-РУ1	4411,76	63,68	84,90	50	156	147,42	4	АПвП	0,187	0,0900
ГПП-РУ2	2835,00	40,92	54,56	50	156	147,42	4	АПвП	0,103	0,0315

8.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Произведём выбор кабеля (0,4 кВ) на участке: РП1–РП2.

$$I_{\text{р}} = \frac{343{,}61}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 0{,}4} = 130{,}52 \text{ А}$$

Расчетный рабочий ток в послеаварийном режиме определяется из выражения, А,

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{343{,}61}{\sqrt{3} \cdot (4-1) \cdot 0{,}4} = 164{,}02 \text{ А}$$

Выбираем кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из поливинилхлоридного пластика (ПВХ) с броней из двух стальных лент с внешней оболочкой из ПВХ пластика. Соответственно марки АВБбШв-4×95 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{доп}$=199 А. [11].

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), с учётом поправочных коэффициентов: на температуру окружающей среды (K_1), на количество кабелей лежащих рядом в траншее (K_2), на удельное тепловое сопротивление земли (K_3), [3].

Данная проверка производится по следующей формуле,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.}max}, \quad (8.10)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного кабеля [11], А,

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}05 \cdot 187 = 176{,}715 \geq 164{,}02.$$

Проверим кабель на потерю напряжения,

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U\text{ном}} \cdot 100\%, \quad (8.11)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot \left(r_{\text{уд}} \cdot cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot sin\varphi\right), \quad (8.12)$$

где $I_р$ – расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А;

l - длина кабеля, км;

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

$r_{\text{уд}}$- удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_{\text{уд}}$ - удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\cos\varphi = \frac{P}{S_{\text{р}}} = \frac{251{,}76}{347{,}61} = 0{,}5, \quad (8.13)$$

$$\sin(\arccos\varphi) = 0{,}86. \quad (8.14)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 4 \cdot 130{,}52 \cdot 0{,}025 \cdot (0{,}5 \cdot 0{,}46 + 0{,}0612 \cdot 0{,}86) = 1{,}61,$$

$$\Delta U = \frac{1{,}61}{0{,}4 \cdot 1000} \cdot 100\% = 0{,}4.$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	**Sр, кВ·А**	**$I_р$, А**	**$I_{раб.макс}$, А**	**$F_{ст}$, мм²**	**$I_{доп}$, А**	**$I'_{доп}$, А**	**$n_{л}$, шт**	**Марка кабеля**	**L,км**	**ΔU, %**
РП1-РП2	343,61	130,52	164,02	70	187	176,71	4	АВБбШв	0,025	0,40
РП2-РП3	237,79	90,32	120,43	70	187	176,71	4	АВБбШв	0,038	0,59
РП4-РП5	389,52	147,95	197,27	95	224	211,68	4	АВБбШв	0,081	1,61
РП5-РП6	60,22	45,75	91,49	50	150	141,75	2	АВБбШв	0,063	0,61
РП7-РП8	376,09	142,85	190,47	95	224	211,68	4	АВБбШв	0,020	0,33
РП8-РП9	121,67	46,22	61,62	50	150	141,75	4	АВБбШв	0,049	0,54
РП7-РП10	306,81	116,54	155,38	70	187	176,71	4	АВБбШв	0,027	0,50
РП10-РП11	105,82	80,39	160,78	70	187	176,71	2	АВБбШв	0,024	0,29
РП12-РП13	290,47	110,33	147,11	70	187	176,71	4	АВБбШв	0,04	0,78
РП4-РП14	290,47	110,33	147,11	70	187	176,71	4	АВБбШв	0,064	1,21

Допустимые потери напряжения в кабельных линиях принимаем не более 5%

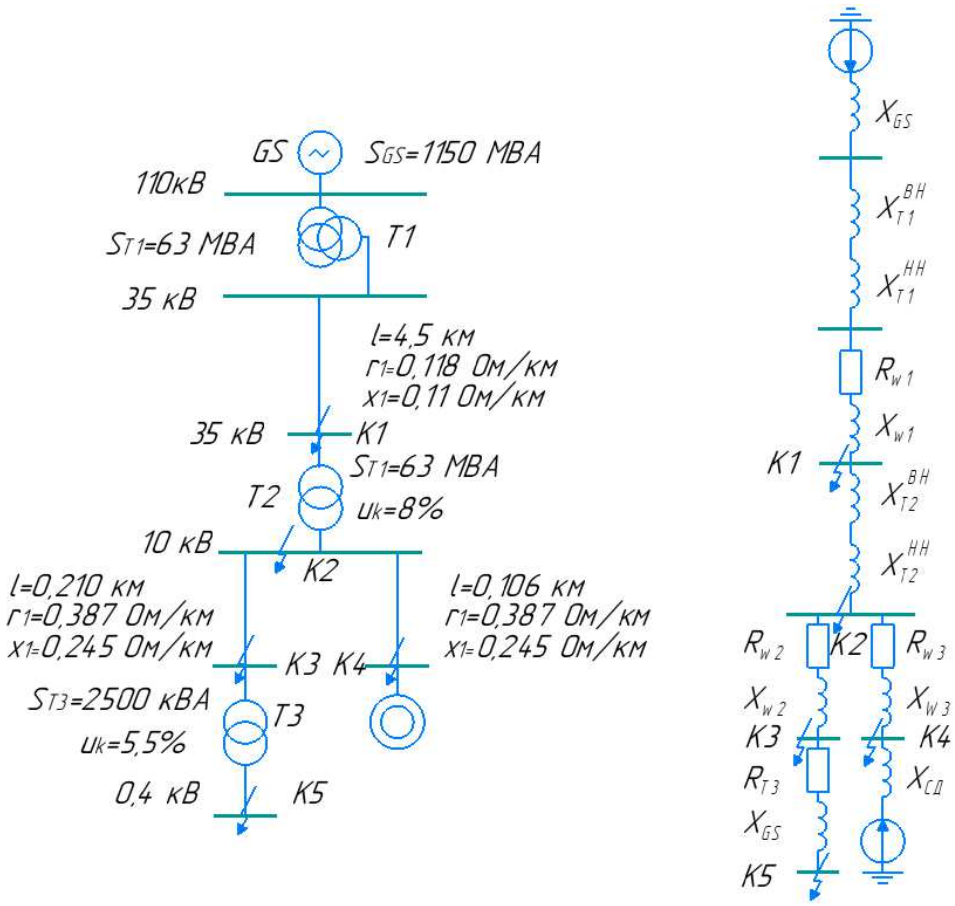
9 Расчет токов короткого замыкания

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

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

Для определения токов КЗ выбирают расчётную схему электроустановки и по ней составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. Данные схемы представлены на рисунке 3. После этого определяют параметры схемы замещения, выполняют её преобразование и находят токи КЗ.

Токи короткого замыкания будем рассчитывать для двух наиболее нагруженных кабельных линий (ГПП-РУ2),к шинам которых подключены два СД и нагрузка цеха №1 и 5. Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы MathCAD 15. Расчёт представлен в приложении Б. Результаты расчёта приведены в таблице 17.



а б

Рисунок 9 – Схемы для расчетов токов КЗ
а)- расчетная схема; б)- схема замещения.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	**$U_б$, кВ**	**$I_{по}$, кА**	**$i_у$, кА**
К1	37	9,373	14,449
К2	10,5	5,493	13,983
К3	10,5	5,387	13,714
К4	10,5	5,335	13,58
К5	0,4	14,04	20,253

10 Выбор оборудования

10.1 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 [18]:

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

2) По длительному току $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$;

3) По отключающей способности $I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$;

4) По электродинамической устойчивости к токам КЗ $i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$;

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 [18].

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

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

Токи через трансформаторы, А,

$$I_{\text{номНН}} = k_{\text{з}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = 0{,}7 \cdot \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115{,}47, \quad (10.1)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_{\text{з}}^{\frac{\text{п}}{\text{ав}}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = 1{,}4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230{,}94\,, \quad (10.2)$$

где $k_{\text{з}}$, $k_{\text{з}}^{\frac{\text{п}}{\text{ав}}}$ – 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 ВВН-П-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1 [12].

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (10.3)$$

$$35 = 35,$$

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

$U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу), кВ.

По длительному току, А,

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (10.4)$$

$$230{,}94 < 1000\ ,$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$I_{ном}$ - номинальный ток выключателя (по каталогу).

По отключающей способности, кА,

$$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном}\ , \quad (10.5)$$

$$9{,}373 < 25,$$

где $I_{п\tau}$ – 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, кА,

$$i_у \leq i_{пр.скв}, \quad (10.6)$$

$$14{,}449 < 63\ ,$$

где $i_у$ – ударный ток КЗ, кА;

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

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу, $кА^2 \cdot с$,

$$В_К \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (10.7)$$

$$B_к = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 9{,}373^2 \cdot (0{,}06 + 0{,}02) = \quad (10.8)$$
$$= 7{,}02 \leq 25^2 \cdot 3 = 1875\ ,$$

где $В_к$ – тепловой импульс тока по расчету, $кА^2 \cdot с$;

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[18];

T_a – время затухания апериодической составляющей, с[18].

Выключатель удовлетворяют всем условиям проверки.

Также выберем разъединитель РГПз -СЭЩ-1-35/630 УХЛ1 [19].

Проверка:

По напряжению, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (10.9)$$

$$35 = 35,$$

По длительному току, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (10.10)$$

$$230{,}94 < 630.$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ, кА,

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}, \quad (10.11)$$

$$14{,}449 < 31{,}5.$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$\text{В}_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (10.12)$$

$$7{,}02 \leq 12{,}5^2 \cdot 3 = 468{,}75.$$

Разъединитель удовлетворяют всем условиям проверки.

10.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТДН-10000/35

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

$$I_{\text{номВН}} = k_{\text{з}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 0{,}7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404{,}145, \quad (10.13)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_{\text{з}}^{\frac{\text{п}}{\text{ав}}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 1{,}4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808{,}29. \quad (10.14)$$

В цепи НН трансформатора принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ-СЭЩ-63 [20]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ–СЭЩ-П3-10–20/1000 У2 [13]. Также в эти ячейки встроены разъединители *штепсельного* (втычного) типа. В разъединителях данного типа видимый разрыв обеспечивается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка данного разъединителя выполняется путём проверки самой ячейки (шкафа) КРУ. Паспортные данные и проверка выключателя и шкафа КРУ представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи трансформатора

Условия выбора	**Расчетные данные**	**Каталожные данные**	
		Выключатель ВВУ–СЭЩ-П3–10–20/1000 У2	**Ячейка КРУ–СЭЩ–63**
$U_{уст} \leq U_{ном} (10.3)$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном} (10.4)$	$I_{раб.макс} = 808{,}29$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном}$ (10.5)	$I_{п\tau} = 5.493$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА	-
$i_у \leq i_{пр.скв} (10.6)$	$i_у = 13.983$кА	$i_{пр.скв} = 50$ кА	$i_{пр.скв} = 50$ кА
$B_К \leq I_T^2 \cdot t_T$ (10.7)	$B_К = 5{,}493^{\,2} \cdot (0{,}05 + 0{,}05) = 3{,}01$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0{,}03 = 12$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0{,}03 = 12$ кА$^2 \cdot$ с

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-63 удовлетворяют всем требованиям.

10.1.3 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП и РУ 10 кВ

Расчёт наибольшего рабочего тока будем производить из условия, что нагрузка по секциям шин 10 кВ ГПП и РУ распределена равномерно. Тогда можно принять, что наибольший рабочий ток через секционный выключатель будет равен наибольшему рабочему току через выключатель, установленный на стороне НН.

Выбираем секционный выключатель ВВУ-СЭЩ-П3-10-20/1000 У2 [13] Так как все параметры секционного выключателя, кроме номинального тока, не отличаются от параметров выключателя, установленных на стороне НН трансформатора ГПП (табл. 18), и параметры тока КЗ для проверки выключателя те же – точка К2, то проверка секционного выключателя повторяет проверку выключателя на стороне НН трансформатора ГПП. Условия выбора, расчетные данные и данные выключателя представлены в таблице 19

Таблица 19 – Проверка условий выбора секционного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВУ–СЭЩ-П3-10–20/1000 У2
$U_{уст} \leq U_{ном}(10.3)$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}(10.4)$	$I_{раб.макс} = 808{,}3$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{пτ} \leq I_{откл.ном}(10.5)$	$I_{пτ} = 5.493$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
$i_у \leq i_{пр.скв}(10.6)$	$i_у = 13.983$кА	$i_{пр.скв} = 51$ кА
$B_К \leq I_T^2 \cdot t_T$ (10.7)	$B_К = 5{,}493^{\,2} \cdot (0{,}05 + 0{,}05) = 2{,}414$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0{,}03 = 12$ кА$^2 \cdot$ с

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

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

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-63 [20]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П3-10-20/630 У2 [13]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа.

В таблицах 20 и 21 приведена проверка выбора выключателя.

Таблица 20 - Проверка номинального тока выключателей на отходящих линиях системы шин 10 кВ ГПП по длительному току

Участок	$n_ц$, шт	$I_{раб.макс}$,А	$I_{ном}$,А	Условия выбора по длительному току $I_{раб.макс} \leq I_{ном}(10.4)$
ГПП-ТП1	4	52,07018	630	52,07018≤630
ГПП-ТП2	2	132,63	630	132,63≤630
ГПП-ТП3	4	68,27	630	68,27≤630
ГПП-ТП4	2	84,12	630	84,12≤ 630

Таблица 21 – Проверка условий выбора выключателя на стороне НН в цепи КЛ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВУ–СЭЩ-П3–10–20/1000 У2
$U_{уст} \leq U_{ном}(10.3)$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{пτ} \leq I_{откл.ном}(10.5)$	$I_{пτ} = 5{,}387$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
$i_у \leq i_{пр.скв}(10.6)$	$i_у = 13{,}714$кА	$i_{пр.скв} = 51$ кА
$B_К \leq I_T^2 \cdot t_T$ (10.7)	$B_К = 5{,}387^{\,2} \cdot (0{,}05 + 0{,}05) = 2{,}902$кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0{,}03 =$ 12 кА$^2 \cdot$ с

Таким образом, выключатель встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-63 удовлетворяют всем требованиям.

10.1.5 Выбор выключателей на РП 10 кВ

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

Примем к установке вакуумный выключатель ВВУ–СЭЩ–П3-10–20/630 У2 [13]. Проверка представлена в таблицах 22, 23.

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

Участок	**$n_ц$, шт**	**$I_{раб.макс}$,А**	**$I_{ном}$,А**	**Условия выбора по длительному току $I_{раб.макс} \leq I_{ном}(10.4)$**
РУ1-ДСП 1	2	127,36	630	$127{,}36 \leq 630$
РУ1-ДСП 2	2	127,36	630	$127{,}36 \leq 630$
РУ2-СД1	2	40,98	630	$40{,}98 \leq 630$
РУ2-СД2	2	40,98	630	$40{,}98 \leq 630$
РУ2- СД3	2	40,98	630	$40{,}98 \leq 630$
РУ2 –СД4	2	40,98	630	$40{,}98 \leq 630$

Таблица 23 – Проверка условий выбора выключателя на РП

Условия выбора	**Расчетные данные**	**Каталожные данные**
		Выключатель ВВУ–СЭЩ–П3-10–20/630 У2
$U_{уст} \leq U_{ном}(10.3)$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном}$ (10.5)	$I_{п\tau} = 5.335$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
$i_у \leq i_{пр.скв}(10.6)$	$i_у = 13.580$кА	$i_{пр.скв} = 51$ кА
$В_К \leq I_T^2 \cdot t_T$ (10.7)	$B_К = 5{,}335^{\,2} \cdot (0{,}05 + 0{,}05) = 2{,}84$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0{,}03 = 12$ кА$^2 \cdot$ с

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

10.2 Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов

напряжения. На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типа ПКТ.

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают[2]:

1. по напряжению;
2. по номинальному току;
3. по отключающей способности;

В качестве примера выберем предохранитель для трансформатора мощностью 1000 кВА.

Токи трансформатора при номинальном и аварийном режимах работы, А,

$$I_{\text{ном ВН}} = \frac{S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57{,}73, \quad (10.14)$$

$$I_{\text{авар ВН}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{1{,}4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80{,}82\,. \quad (10.15)$$

Для трансформатора мощностью 1000 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 100 А [20].

Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-100-12,5-У3.

Напряжение установки, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (10.16)$$

$$10 = 10.$$

Условие длительного нагрева, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}, \quad (10.17)$$

$$80{,}82 < 100\,.$$

Проверка по предельному (наибольшему) току отключения предохранителя, кА,

$$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (10.18)$$

$$5{,}387 < 12{,}5.$$

Предохранитель удовлетворяет всем требованиям.

Аналогично выбираются предохранители для трансформаторов мощностью 1600 и 2500, результаты выбора приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1600 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 2500 кВА	Каталожные данные		
				ПКТ-103-10-100-12,5-У3	ПКТ-103-10-160-12,5-У3	ПКТ-104-10-200-12,5-У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб} = 80{,}82$ А	$I_{раб} = 129{,}32$ А	$I_{раб} = 202{,}07$ А	$I_{ном} = 100$ А	$I_{ном} = 160$ А	$I_{ном} = 200$ А
$I_{пτ} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пτ} = 5{,}387$ кА	$I_{пτ} = 5{,}387$ кА	$I_{пτ} = 5{,}387$ кА	$I_{откл.ном} = 12{,}5$ кА	$I_{откл.ном} = 12{,}5$ кА	$I_{откл.ном} = 12{,}5$кА

10.3 Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В. Выбор автоматических воздушных выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы [18]:

1. Выбор типа автомата
2. Выбор напряжение установки по условию,кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (10.19)$$

3. Выбор номинального тока автомата, А,

$$I_{раб.} \leq I_{ном}. \quad (10.20)$$

4. Выбор тока отключения выключателя, кА,

$$I_{пτ} \leq I_{откл.ном}. \quad (10.21)$$

5. Электродинамическое действие тока КЗ по амплитудному значению тока, кА,

$$i_{у} \leq i_{пр.скв}. \quad (10.22)$$

6. Термическая устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу, $кА^2 \cdot с$,

$$В_К \leq I_T^2 \cdot \tau_T. \quad (10.23)$$

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

$$В_К = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_а), \quad (10.24)$$

где I_{n0} – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, равная расчетному току КЗ;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [3].

Расчетная продолжительность КЗ, с,

$$\text{t}_{\text{откл}} = t_{\text{п.в.}} + t_{\text{р.з.}}, \quad (10.25)$$

где $t_{\text{п.в.}}$ – полное время отключения выключателя по каталогу(время с момента подачи импульса на отключение до полного погасания дуги);

$t_{\text{р.з.}}$ – время действия релейной защиты (при учебном проектировании это время можно принять равным 0,1 с). [3]

Токи трансформатора при номинальном и аварийном режимах работы, А,

$$I_{\text{ном ВН}} = \frac{S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 1443{,}37, \quad (10.26)$$

$$I_{\text{авар ВН}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{1{,}5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 2020{,}72. \quad (10.27)$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА50-47-2500 [22] воздушный автоматический выключатель с номинальным током 2500 А. Условия проверки данного выключателя и основные технические характеристики представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	**Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА**	**Каталожные данные**	**Результат**
ВА50-47-2500 (ТП-1, ТП-1а,ТП-4,ТП-6)			
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0{,}4$ кВ	$U_{\text{ном}} = 0{,}4$ кВ	$0{,}4 = 0{,}4$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{р.м}} = 2020{,}72$ А	$I_{\text{ном}} = 2500$ А	2020,720≤2500
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 14{,}04$ кА	$I_{\text{откл.ном}} = 65$ кА	$7{,}035 \leq 65$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 20{,}253$ кА	$i_{\text{пр.скв}} = 65$ кА	$11{,}801 \leq 65$
$B_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_{\text{К}} = 14{,}04^2 \cdot (0{,}035 + 0{,}002) = 7{,}29$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 1 = 4225$ кА$^2 \cdot$ с	$7{,}29 \leq 4225$
ВА50-47-4000 (ТП-2, ТП-5)			
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0{,}4$ кВ	$U_{\text{ном}} = 0{,}4$ кВ	$0{,}4 = 0{,}4$

Окончание таблицы 25

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Каталожные данные	Результат
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{р.м}} = 3233{,}16$ А	$I_{\text{ном}} = 4000$ А	3233,16≤4000
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 14{,}04$ кА	$I_{\text{откл.ном}} = 85$ кА	$7{,}035 \leq 85$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 20{,}253$ кА	$i_{\text{пр.скв}} = 85$ кА	$11{,}801 \leq 85$
$B_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_{\text{К}} = 14{,}04^2 \cdot (0{,}035 + 0{,}002) = 7{,}29$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 85^2 \cdot 1 = 7225$ кА$^2 \cdot$ с	$7{,}29 \leq 7225$
ВА50-47-6300 (ТП-3)			
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0{,}4$ кВ	$U_{\text{ном}} = 0{,}4$ кВ	$0{,}4 = 0{,}4$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{р.м}} = 5051{,}81$ А	$I_{\text{ном}} = 6300$ А	5051,81 ≤6300
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 14{,}04$ кА	$I_{\text{откл.ном}} = 100$ кА	$7{,}035 \leq 100$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 20{,}253$ кА	$i_{\text{пр.скв}} = 100$ кА	$11{,}801 \leq 100$
$B_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_{\text{К}} = 14{,}04^2 \cdot (0{,}035 + 0{,}002) = 7{,}29$ кА$^2 \cdot$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 1 = 10000$ кА$^2 \cdot$ с	$7{,}29 \leq 10000$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

10.4 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 [18]:

1) По напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, (10.28)

2) По длительному току $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$, (10.29)

3) По электродинамической устойчивости КЗ $i_{\text{у}} \leq I_{\text{пр.скв}}$, (10.30)

4) По термической устойчивости $\text{В}_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T$, (10.31)

5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$. (10.32)

10.4.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)

На стороне 35 кВ примем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35-250/5 [22]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению (10.28), кВ,

$$35 = 35.$$

По длительному току (10.29), А,

$$230{,}94 < 250.$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ (10.30), кА,

$$14{,}449 < 62{,}5\ .$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу (10.31), кА$^2 \cdot$ с,

$$195{,}03 < 25^2 \cdot 3 = 1875.$$

Проверка по вторичной нагрузке.

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \qquad (10.32)$$

где $r_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ - переходное сопротивление контактов.

Таблица 26 – 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
Счетчик реактивной энергии	И673	2,5
Итого:		6,5

Суммарное сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6{,}5}{5^2} = 0{,}26, \qquad (10.33)$$

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,

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0{,}8 - 0{,}26 - 0{,}1 = 0{,}44 \text{ Ом}. \quad (10.34)$$

Для данной подстанции с номинальными напряжениями 35/10 кВ будет применен контрольный кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 60 м, трансформаторы соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l$.

Тогда сечение равно, мм^2,

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{0{,}44} = 3{,}85, \quad (10.35)$$

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

На основе расчетного сечения, принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм^2. Оно соответствует минимально возможному по условиям прочности.

Тогда фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{4} = 0{,}4245. \quad (10.36)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока (13.32) Ом,

$$r_2 = 0{,}26 + 0{,}4245 + 0{,}1 = 0{,}78.$$

$$0{,}78 < 0{,}8.$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

На вводы ВН устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ-СЭЩ-35-300/5 [24]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению (10.28), кВ,

$$35 = 35.$$

По длительному току (10.29), А,

$$230{,}94 < 300.$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ (10.30), кА,

$$14{,}449 < 63.$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу (10.31), кА$^2 \cdot$ с,

$$195{,}03 < 50^2 \cdot 3 = 7500\,.$$

Проверка по вторичной нагрузке.

Таблица 27 – 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 (10.33), Ом,

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

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 (10.34),

$$r_{\text{пров}} = 0{,}8 - 0{,}06 - 0{,}1 = 0{,}64 \text{ Ом}\,.$$

Тогда сечение равно (10.35), мм^2,

$$F = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{0{,}64} = 2{,}57,$$

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

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм^2.

Фактическое сопротивление проводов (10.36), Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{4} = 0{,}4245.$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока (10.32), Ом,
$r_2 = 0{,}04 + 0{,}4245 + 0{,}1 = 0{,}5645.$

$0{,}5645 < 0{,}8.$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

10.4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне НН ГПП

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов ТДН 10000/35 на стороне НН устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ–СЭЩ–10-1000/5 [25]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению (10.28) , кВ,

$10 = 10.$

По длительному току (10.29), А,

$808{,}29 \leq 1000$.

По электродинамической устойчивости к токам КЗ (10.30), А,

$13938 < 40.$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу (10.31) , $кА^2 \cdot с$,

$2{,}414 \leq 50^2 \cdot 3 = 7500.$

Проверка по вторичной нагрузке

Таблица 28 – 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 (10.33), Ом,

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

Чтобы измерительный трансформатор тока работал в требуемом классе точности, необходимо выдержать условие (10.34):

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,06 - 0,1 = 0,64 \text{ Ом}.$$

Тогда сечение равно (10.35), мм^2,

$$F = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,64} = 2,65.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм^2. Оно соответствует минимально возможному по условиям прочности.

Фактическое сопротивление проводов (10.36), Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245.$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока (10.32), Ом,

$$r_2 = 0,06 + 0,4245 + 0,1 = 0,58.$$

$$0,58 < 0,8.$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

10.4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока на отходящих линиях ГПП и РП 10 кВ

В выбранные ячейки КРУ СЭЩ–63 в цепи трансформатора и на отходящей кабельной линии устанавливаем опорные трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10-150/5 У2 [26]. В качестве вторичной нагрузки трансформаторов тока принимаем к установке амперметр и счетчик активной и реактивной энергии для измерения и учета электрической энергии. Сведем в таблицы 29, 30 характеристики цепей рассматриваемых, параметры трансформаторов тока для соответствующих цепей и проверку по вторичной нагрузке

Таблица 29 – Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях ГПП и РП 10 кВ

Участок	Расчетные данные			Каталожные данные			
	$I_{раб.макс}$, А	$I_{по}$, кА	$B_к$,кА^{2}с	$I_{ном1}$, А	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$I_{тер}^2 t_{тер}$, кА^{2}с
ГПП-ТП1	78,16	5,387	1,66	150	40	16	256
ГПП-ТП2	66,37	5,387	1,66	150	40	16	256
ГПП-ТП4	42,13	5,387	1,66	150	40	16	256
ГПП-РУ1	127,36	5,335	0,21	150	40	16	256
ГПП-РУ2	81,84	5,335	0,21	150	40	16	256

Таблица 30 – Результат проверки трансформаторов тока на отходящих линиях ГПП и РУ10

Расчетное выражение	Результат
Сопротивление приборов (10.33), Ом	$r_{приб} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06$
Номинальная допустимая нагрузка ТТ в заданном классе точности (10.34), Ом	$z_{2ном} = \frac{20}{5^2} = 0,8$
Расчетное сопротивление проводов по (10.35), Ом	$r_{пров}$ =0,8-0,06-0,1=0,64
Расчетное сечение соединительных проводов (10.36), Ом	$q^{расч} = \frac{0,0283 \cdot 3,4}{0,64} = 0,15,$
Стандартное сечение проводов, мм^2	4
Сопротивление соединительных проводов по (10.37), Ом	$r_{пр} = r_2 = \frac{0,0283 \cdot 3,4}{4} = 0,04$
Вторичная нагрузка по (10.32), Ом	r_2 =0,06+0,04+0,1=0,2
Проверка условия (10.31)	0,2 < 0,8

10.4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока в цепи секционных выключателей

В цепи секционного выключателя к измерительному трансформатору тока подключается только амперметр [3]. Примем параметры амперметра по п. 10.4.2. Параметры трансформаторов тока установленных в цепи секционных выключателей указаны в таблице 31.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока для цепи секционных выключателей приведем в таблицах 32, 33.

Таблица 31 – Технические характеристики трансформаторов тока в цепи секционных выключателей

Наименование параметра	Значение		
	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10		
Наибольшее рабочее напряжение $U_{наиб.раб}$, кВ	12		

Окончание таблицы 31

Наименование параметра	Значение	Наименование параметра	Значение
Номинальный ток первичной обмотки $I_{1ном}$, А	1000	150	100
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{2ном}$, А	5	5	5
Номинальная мощность обмотки измерения при $cos\varphi = 0{,}8$ $S_{2ном}$, ВА	15		
Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	40	16	10
Ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{дин}$, кА	100	40	25
Время протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	1		
Классы точности (для трех вторичных обмоток)	0,2S 0,2S 10P		

Таблица 32 – Проверка условий выбора трансформаторов тока в цепи секционных выключателей

Условие выбора	Участок	Результат проверки
$U_{уст} \leq U_{ном}$ (10.28), кВ	СВ ГПП	10 = 10
	СВ РП-1	10 = 10
	СВ РП-2	10 = 10
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}(10.29)$, А	СВ ГПП	808,15 < 500
	СВ РП-1	127,35 < 150
	СВ РП-2	81,84 < 100
$B_к \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (10.30) , кА^2·с	СВ ГПП	3,01 < 1600
	СВ РП-1	2,84 < 256
	СВ РП-2	2,84 < 100
$I_{уд} \leq i_{дин}$ (10.31), кА	СВ ГПП	13,983 < 100
	СВ РП-1	13,58 < 40
	СВ РП-2	13,58 <25

Таблица 33 – Результат проверки трансформаторов тока в цепи секционных выключателей

Расчетное выражение	Результат
Сопротивление приборов (10.33), Ом	$r_{приб} = \frac{0{,}5}{5^2} = 0{,}02$
Номинальная допустимая нагрузка ТТ в заданном классе точности (10.34), Ом	$z_{2ном} = \frac{20}{5^2} = 0{,}8$
Расчетное сопротивление проводов по (10.35), Ом	$r_{пров} = 0{,}6 - 0{,}02 - 0{,}1 = 5{,}18$
Расчетное сечение соединительных проводов (10.36), Ом	$q^{расч} = \frac{0{,}0283 \cdot 3{,}4}{5{,}18} = 0{,}21$
Стандартное сечение проводов, мм^2	4

Окончание таблицы 33

Расчетное выражение	Результат
Сопротивление соединительных проводов по (10.37), Ом	$r_{\text{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 3{,}4}{4} = 0{,}024$
Вторичная нагрузка по (10.32), Ом	$r_2 = 0{,}1 + 0{,}02 + 0{,}1 = 0{,}202$
Проверка условия (10.31)	0,202 < 0,6

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

10.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или100/√3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам,

1) По напряжению, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} . \qquad (10.37)$$

2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
3) По классу точности
4) По вторичной нагрузкеВА,

$$S_2 \leq S_{2\,\text{ном}}, \qquad (10.38)$$

где $S_{\text{ном}}$ – мощность вторичной обмотки измерения трехфазной группы, ВА (принимается равной суммарной мощности обмоток однофазных трансформаторов, соединенных по схеме звезда)

S_2- нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к ТН, равная, ВА,

$$S_2 = \sqrt{\sum P_{\text{приб}}{}^2 + \sum Q_{\text{приб}}{}^2}, \qquad (10.39)$$

где $P_{\text{приб}}$, $Q_{\text{приб}}$- активная и реактивная нагрузка ТН, соответственно Вт(вар).

10.5.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН ГПП

По высокой стороне ГПП выполняем расчет за отпущенную электроэнергию. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения указана в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Класс точно-сти	Нагрузка		
			Вт	вар	ВА
Вольтметр	СВ3021-100-3	0,2	7,5	-	7,5
Ваттметр цифровой	СР3021-5	0,5	7,5	-	7,5
Ваттметр цифровой	СТ3021-5	0,5	7,5	-	7,5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Ресурс-Е4-5-S-н	0,2S	2	9,8	10
Итого:			24,5	9,8	26,39

Предварительно примем к установке группу антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-35[27]. Технические характеристики трехфазной группы приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Технические характеристики трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-35

Наименование параметра	НАЛИ–СЭЩ–35	
Номинальное линейное напряжение первичных обмоток $U_{1ном}$, кВ	35	
Номинальное фазное напряжение первичных обмоток $U_{1ном\ ф}$, кВ	$35/\sqrt{3}$	
Номинальное линейное напряжение вторичных обмоток $U_{2ном}$, В	100	
Номинальное фазное напряжение вторичных обмоток $U_{2ном\ ф}$, В	$100/\sqrt{3}$	
Классы точности основных обмоток	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	
Номинальная трехфазная мощность вторичной обмотки измерения в соответствующем классе точности $S_{2ном}$, ВА	0,2	30
	0,5	75
	1,0	150
	3,0	450

Проверка по напряжению по условию (10.37), кВ,

35 = 35.

Класс точности принимаем по классу точности присоединяемых измерительных приборов – 0,2.

Вторичная нагрузка ТН по (10.39), ВА,

$$S_2 = \sqrt{24{,}5^2 + 9{,}8^2} = 26{,}39,$$

где 24,5 и 9,8 – активная и реактивная мощность нагрузки ТН по таблице 34, Вт и вар соответственно.

Проверка по вторичной нагрузке по условию (10.38), ВА,

30> 26,39.

Выбранная трехфазная группа ТН соответствует всем условиям выбора.

10.5.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН ГПП

Вторичную нагрузку трансформаторов будут составлять те же приборы, что и в п. 10.5.1, с учетом того, что счетчики электрической энергии ставятся на всех присоединениях на стороне НН, а также во вводной ячейке трансформатора. Также учитываем, что на каждую секцию ставится один трансформатор напряжения.

В ячейки КРУ-СЭЩ-70 встроена трехфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-10[28] их паспортные данные приведены в таблице 37.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Кол-во, шт	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
				A	B	C
Вольтметр	1	СВ3021-100-3	0,2	7,5	-	7,5
Ваттметр цифровой	5	СР3021-5	0,5	37,5	-	37,5
Ваттметр цифровой	5	СТ3021-5	0,5	37,5	-	37,5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	4	Ресурс-Е4-5-S-н	0,2S	8	39,2	40
Итого:				90,5	39,2	98,62

Таблица 37 – Технические характеристики трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10

Наименование параметра	Значение	
Номинальное линейное напряжение первичных обмоток $U_{1ном}$, кВ	$10/\sqrt{3}$	
Номинальное фазное напряжение первичных обмоток $U_{1ном\ ф}$, кВ	10	
Номинальное линейное напряжение вторичных обмоток $U_{2ном}$, В	100	
Номинальное фазное напряжение вторичных обмоток $U_{2ном\ ф}$, В	100/3	
Классы точности основных обмоток	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	
Номинальная трехфазная мощность вторичной обмотки измерения в соответствующем классе точности $S_{2ном}$, ВА	0,2	30
	0,5	100
	1,0	150
	3,0	450

Проверка по напряжению по условию (10.37), кВ,

10 = 10.

Принимаем класс точности ТН – 0,5.

Вторичная нагрузка ТН по (10.39), ВА,

$$S_2 = \sqrt{90{,}5^2 + 39{,}2^2} = 98{,}62.$$

Проверка по вторичной нагрузке по условию (10.38), ВА,

100 > 98,62.

Выбранная трехфазная группа ТН соответствует всем условиям вы--бора.

10.6 Выбор токоведущих частей

10.6.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН

В ОРУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах, открытых и закрытых РУ всех напряжений выбираются по условию нагрева [18].

Для ошиновки и сборных шин ОРУ выбираем сталеалюминевый провод марки АС-70/11 с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}} = 265$ А.

Проверка по допустимому току, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}}, \qquad (10.63)$$

$$230{,}94 < 265.$$

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при U=35 кВ и выше. [18, с.191]

Проверка по условию короны [18, с.191-192]:

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

$$\mathrm{E}_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}\right), \qquad (10.64)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов m=0,82), [18];

r_o – радиус провода, см, [18, с.428].

$$\mathrm{E}_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{0{,}57}}\right) = 34{,}69.$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg(\frac{D_{ср}}{r_0})}, \quad (10.65)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{ср}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см, $D_{ср} = 1,26D$, (при горизонтальном расположении фаз) где D- расстояние между фазами. Для 35 кВ D=44 см [2].

$$\text{E} = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 44}{0,57}\right)} = 8,6.$$

При расположении проводов горизонтально Е на среднем проводе на 7% больше, чем на крайних проводах. Провода не будут коронировать, если наибольшая Е у поверхности любого провода не более 0,9·Е. Таким образом, условие отсутствия короны,

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (10.66)$$

$$1,07 \cdot 8,6 = 9,83 \leq 0,9 \cdot 34,69 = 30,03.$$

Таким образом провод АС-70/11 проходит по условию короны.

Проверка на электродинамическую стойкость:

Так как $I_{\text{кзК1}}$<20 кА, нет необходимости проверять гибкие шины на электродинамическое действие тока КЗ [18, с.306].

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [18].

Данный провод удовлетворяет всем требованиям.

10.6.2 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне НН

Так как на стороне НН напряжение 10 кВ, то будет использована жесткая ошиновка, выполненная из алюминиевых шин. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [18].

Выбор сечения жестких шин будет осуществляться по допустимому току. При этом расчет будет вестись не только при нормальных режимах, но и при послеаварийных режимах во время ремонтов, а также будет учитываться неравномерное распределение токов между шинами.

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (10.67)$$

$$808{,}29 \text{ А} \leq 870.$$

Таблица 38 – Параметры выбранных шины [3]

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм^2
870	60×6	360

Проверим шины на термическую устойчивость по условию,

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k.\text{доп}} \text{ или } q_{min} \leq q, \quad (10.68)$$

где q_{min}–минимальное сечение проводника, мм^2,

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{3{,}32}}{90 \cdot 10^{-3}} = 20{,}25, \quad (10.69)$$

$$20{,}25 < 360.$$

Проверим шины на электродинамическую устойчивость по условию,

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (10.70)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – расчетное напряжение на изгиб, возникающее в материале шин при протекании ударного тока трехфазного КЗ;

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение на изгиб материала шин.

Наибольшая сила, действующая на шины при протекании по ним ударного тока трехфазного КЗ, Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_{\text{уд}}^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(13{,}948 \cdot 10^3)^2}{0{,}25} = 134{,}78, \quad (10.71)$$

где $i_{\text{уд}} = 13{,}948 \cdot 10^3$– ударный ток КЗ, А;

$a = 0{,}25$ - расстояние между фазами (1/3 ширины шкафа КРУ), м;

При расположении шин плашмя момент сопротивления равен, см^3,

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{6^2 \cdot 0{,}6}{6} = 3{,}6\,, \quad (10.72)$$

где $b = 0{,}6$ см; $h = 6$ см,

Напряжение в металле шины, которое возникает при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{max} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{134{,}78 \cdot 0{,}75^2}{10 \cdot 3{,}6} = 2{,}11\,, \qquad (10.73)$$

где $l = 0{,}75$, длина пролета, равная ширине ячейки КРУ, м.

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [18, с.181],

$$2{,}11 \leq 41.$$

Все условия выполняются.

10.7 Выбор изоляторов

10.7.1 Выбор опорных изоляторов на стороне ВН

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 ОСК3-35 УХЛ1 [29].

Опорные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \qquad (10.74)$$

$$35 = 35\,.$$

По нагрузке, Н,

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}\,, \qquad (10.75)$$

где $F_{\text{расч}}$ – 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,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{14449^2}{0{,}3} \cdot 0{,}75 \cdot 10^{-7} = 90{,}452, \qquad (10.76)$$

$$90{,}452 < 0{,}6 \cdot 5000 = 3000\,.$$

Данные изоляторы удовлетворяют всем условиям.

10.7.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем изолятор типа ОСК 2-10-2 УХЛ1 [30] опорный стержневой с материалом защитной оболочки изоляционной части из кремнийорганической резины с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр}$=2 кН. Выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{10.77}$$

10<10.

По допустимой нагрузке, Н,

$$F_{расч} \le F_{доп}, \tag{10.78}$$

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

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр};$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \tag{10.79}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(13,983 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,75}{0,25} = 101,6,$$

$101,6 < 1200$ – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

10.7.3 Выбор проходных изоляторов НН 10 кВ

Выбираем изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ1 (разрушающая нагрузка на изгиб равна 7,5 кН) [31]. Изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по условиям:

Напряжение установки, кВ:

$$U_{уст} \le U_{ном}, \quad (10.80)$$

10<10.

По номинальному току, А:

$$I_{раб.макс} \le I_{ном}, \quad (10.81)$$

808,29 <1600.

По допустимой нагрузке, кН:

$$F_{расч} \le F_{доп}, \quad (10.82)$$

$F_{\text{доп}} = 0{,}6 \cdot 7500 = 4500$.

Расчетная сила, действующая на опорный изолятор:

$$F_{расч} = 0{,}5 \cdot f_{ф} \cdot l, \quad (10.83)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (10.84)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(13{,}983 \cdot 10^3)^2 \cdot 0{,}75}{0{,}25} \cdot 10^{-7} = 101{,}6.$$

$101{,}6 < 4500 -$ условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

10.8 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

10.8.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ

Исходные данные:

- наибольший ток короткого замыкания в месте установки ОПН, $I_{кз}$=9,373 кА
- район по загрязнению II.

Условия выбора ОПН:

1) по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [31],

$$U_{нро} > U_{нс} / K_t, \quad (10.85)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ; K_t - отношение допустимого для ОПН напряжения промышленной частоты в течении времени t, к наибольшему рабочему, определяемое из графиков [31].

Принимаем $K_t = 1,4$.

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [31] кВ,

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 40,5 = 42,525.$$

Выбираем ОПН-У 35/38,5/10/550УХЛ1 фирмы ТОО “Таврида Электрик”,

$$38,5 > \frac{42,525}{1,4}$$

$$38,5 > 30,375.$$

2) по условию обеспечения взрывобезопасности [31]:

Для предотвращения взрыва покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения. Для данной марки ограничителя $I_{вб} = 20кА$ [31],

$$I_{вб} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{КЗ}, \quad (10.86)$$

$$20 \geq 1,2 \cdot 9,373,$$

$$20 \geq 11,24.$$

1) по временным допустимым повышениям напряжения ОПН на данный класс напряжения не проверяется.

2) определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях, кВ,

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15-1,2), \quad (10.87)$$

где $U_{ки}$ - испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого электрооборудование, кВ; $U_{ост.к}$ - остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока, кВ.
Для данной марки ограничителя $U_{ост.к} = 95кВ$ [31].

$$U_{ки} = K_И \cdot K_К \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП50}, \quad (10.88)$$

где $K_И$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием; $K_К$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции; $U_{ИСП50}$ - испытательное напряжение изоляции электрооборудования, кВ [32].

$K_И = 1,35$; $K_К = 0,9$,

$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05$,

$95 \le 146,05 / 1,2$,

$95 \le 121,71$.

Выберем длину пути утечки ограничителя и его климатическое исполнение.

По исходным данным степень загрязнения атмосферы относится к категории II, следовательно длина пути утечки должны быть не менее 2,00 см/кВ или $2см/кВ \cdot 40,5кВ = 81см$. Для ОПН-У 35/38,5/10/550 УХЛ1 минимальная длина пути утечки $L_{ут} = 86,6см$.

$81 \le 86,6$ – условие выполняется.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-У 35/38,5/10/550 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора.

10.8.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ

ОПН-П-10/12,0/10/550- УХЛ1 [31] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ 1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ СЭЩ-63.

Условия выбора ОПН:

а) по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [31],

$$U_{нро} > U_{нс} / K_t, \quad (10.89)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ; K_t - отношение допустимого для ОПН напряжения промышленной частоты в течении времени t, к наибольшему рабочему, определяемое из графиков [31].

Принимаем $K_t = 1,4$.

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [32] кВ,

$$U_{\text{нс}} = 1,05 \cdot 11,5 = 12,075,$$

$$12 > \frac{12,075}{1,4}$$

$$12 > 8,625.$$

1) по условию обеспечения взрывобезопасности [31]:

Для предотвращения взрыва покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения. Для данной марки ограничителя $I_{вд}$ =10 кА[31].

$$I_{вб} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{КЗ}, \quad (10.90)$$

$$10 \geq 1,2 \cdot 5,493,$$

$$10 \geq 6,591.$$

2) по временным допустимым повышениям напряжения ОПН на данный класс напряжения не проверяется.

3) определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост.к} \le U_{ки} / (1{,}15 - 1{,}2), \qquad (10.91)$$

где $U_{ки}$ - испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого электрооборудование, кВ; $U_{ост.к}$ - остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока, кВ.

Для данной марки ограничителя $U_{ост.к}$ =30,9 кВ [31].

$$U_{ки} = K_И \cdot K_К \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП50}, \qquad (10.92)$$

где $K_И$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием; $K_К$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции; $U_{ИСП50}$ - испытательное напряжение изоляции электрооборудования, кВ [31].

$$K_И = 1{,}35;\ K_К = 0{,}9,$$

$$U_{ки} = 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60{,}14,$$

$$30{,}9 \le \frac{60{,}14}{1{,}2}$$

$$30{,}9 \le 50{,}12.$$

4) Выберем длину пути утечки ограничителя и его климатическое исполнение.

По исходным данным степень загрязнения атмосферы относится к категории II, следовательно длина пути утечки должны быть не менее 2 см/кВ или 24,15 см. Для ОПН-П-10/12,0/10/550- УХЛ1 минимальная длина пути утечки $L_{ут}$=29 см.

$24{,}15 \le 29$ – условие выполняется.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-П-10/12,0/10/550- УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора

10.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Два трансформатора с.н. устанавливают на всех двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ. [18]. Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

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

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

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. [18]

На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. Шины 0,4 кВ секционируются.

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА. [НТП]

Для выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд (ТСН) для подстанций с двумя трансформаторами типа ТДНС-10000/35 определим нагрузку в соответствии с [18], на основании полученных данных составим таблицу.

Таблица 39 – Нагрузка собственных нужд ГПП

Вид потребителя	**P, кВт**	**cosφ, о.е.**	**Кол-во**	**Нагрузка**	
				P, кВт	**Q, кВар**
Охлаждение ТДНС– 10000/35	1,5	1	2	3	-
Подогрев, освещение и вентиляция шкафа КРУ	4	1	6	24	–
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	6	1	1	6	-
Освещение ОРУ 35 кВ	2	1	1	2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	20,8	1	2	40,16	-
Подогрев приводов разъединителей РГП-35	1	1	8	8	-
Отопление и освещение ОПУ	6	1	1	6	-
Итого:				86,16	-

В учебном проектировании коэффициент мощности можно принять $\cos\varphi = 0{,}85$. [18].

Тогда расчётная нагрузка, кВ · А [18],

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{с.н.}}^2 + Q_{\text{с.н.}}^2} = k_c \cdot \frac{P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi}, \quad (10.93)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0{,}80$ [18].

$$S_{\text{расч}} = 0{,}80 \cdot \frac{86{,}16}{0{,}85} = 81{,}09 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух ТСН на подстанции определяется из условия:

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{пг}}} = \frac{81{,}09}{1{,}4} = 67{,}97 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (10.94)$$

где $k_{\text{пг}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки принимается 1,4 [18].

Ближайшее большее номинальное значение мощности равно 63 кВ·А.

Выбираем соответствующий ему трансформатор ТСЛ– 63/10 [32].

Таблица 40 – Параметры трансформатора ТСЛ– 63/10

$S_{ном}$,**кВ·А**	$U_{ВН}$,**кВ**	$U_{НН}$,**кВ**	u_k,**%**	ΔP_x, **кВт**	ΔP_k, **кВт**	I_x **%**
63	10	0,4	4	0,3	1,28	2

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_з = \frac{S_{\text{расч}}}{n_{\text{тсн}} \cdot S_{\text{ном.тсн}}}, \quad (10.95)$$

где $n_{\text{тсн}}$ – число ТСН.

$$k_з = \frac{81{,}09}{2 \cdot 63} = 0{,}64.$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7). Полученное значение попадает в заданный диапазон.

Проверим его по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n_{тсн} - 1) \cdot S_{ном.тсн}} = \frac{84{,}96}{(2-1) \cdot 63} = 1{,}29. \quad (10.96)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4,

$1{,}29 < 1{,}4.$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов. [18]

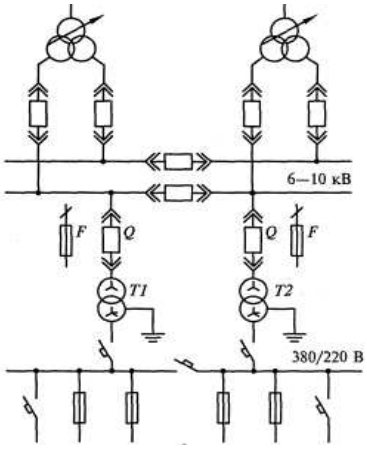


Рисунок 10 – Схема питания собственных нужд подстанции с оперативным постоянным током

На подстанциях с высшим напряжением 35-110 кВ применяют одну АБ, а также зарядное устройство. В нормальном режиме всю нагрузку покрывает зарядное устройство, а в аварийном идет от АБ. Число аккумуляторов в батарее определяется, исходя из напряжения в нормальном режиме подзаряда, которое превышает $U_{ном}$ = 220 В на 5% с учетом потерь напряжения в сети. Таким образом, число аккумуляторов, шт,

$$N = \frac{231}{2{,}2} = 105. \quad (10.97)$$

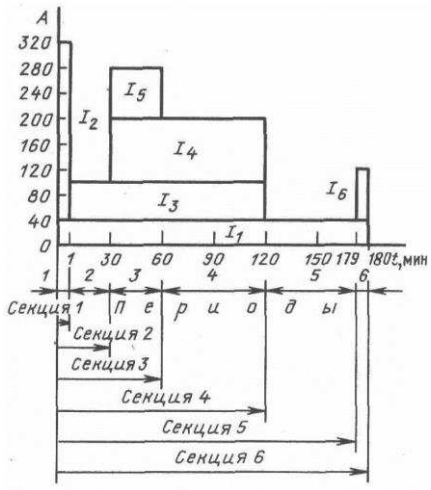


Рисунок 11 − Примерный график нагрузки аккумуляторной батареи в аварийных условиях

На данном графике период − это время, в течение которого нагрузка остается неизменной, секция − это время от начала аварийной нагрузки до конца соответствующего периода. Каждому периоду соответствует определенное значение тока и значение времени, в течение которого этот ток может протекать.

Определяется расчетная ёмкость каждой секции по формуле,

$$Q_{\text{т}} = \sum(A_n - A_{n-1}) \cdot K_{T(n-1)-n}, \qquad (10.98)$$

где K_T −коэффициент емкости аккумулятора, определяемый по рисунку 11;

A − ток соответствующего периода, А.

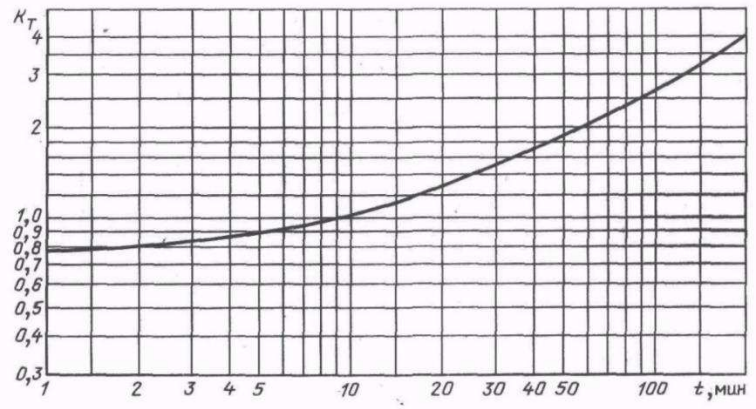


Рисунок 12 −Характеристика K_T аккумуляторов

Если ток периода *n* больше тока периода *n*-1, то емкость секции *n* является наоибольшей и расчет для секции *n*-1 не проводится.

Максимальная емкость секции определяет необходимую емкость аккумуляторов. Необходимая емкость аккумуляторов определяется умножением расчетной емкости на поправочный коэффициент на температуру электролита, а также на поправочный коэффициент на

старение аккумуляторов, равный 1,25 и поправочный коэффициент неточности расчетов, принимаемый 1,15 [33]. Расчеты сведены в таблицу 41.

Токи периодов, А,

$$A_1 = I_1 + I_2 = 40 + 280 = 320, \quad (10.99)$$

$$A_2 = I_1 + I_3 = 40 + 60 = 100, \quad (10.100)$$

$$A_3 = I_1 + I_3 + I_4 + I_5 = 40 + 60 + 100 + 80 = 280, \quad (10.101)$$

$$A_4 = I_1 + I_3 + I_4 = 40 + 60 + 100 = 200, \quad (10.102)$$

$$A_5 = I_1 = 40, \quad (10.103)$$

$$A_6 = I_1 + I_6 = 40 + 80 = 120. \quad (10.104)$$

Таблица 41 – Расчет ёмкости АКБ

Периоды	**Токи, А**	**Разность токов, А**	**Продолжительность периодов, мин**	**Время до конца секции, мин**	K_T	**Q, А·ч**
Секция 1–только первый период						
1	$A_1 = 320$	$A_1 - 0 = 320$	1	1	0,77	$320 \cdot 0,77 = 246,2$
Секция 2–Первые два периода. Так как $A_3 > A_2$, то переходм к секции 3.						
Секция 3–первые три периода						
1 2 3	$A_1 = 320$ $A_2 = 100$ $A_3 = 280$	$A_1 - 0 = 320$ $A_2 - A_1 = -220$ $A_3 - A_2 = 180$	1 29 30	1+29+30=60 29+30=59 30	2 2 1,44	$320 \cdot 2 = 640$ -440 259,2 Итого: 459,2
Секция 4–первые 4 периода						
1 2 3 4	$A_1 = 320$ $A_2 = 100$ $A_3 = 280$ $A_4 = 200$	$A_1 - 0 = 320$ $A_2 - A_1 = -220$ $A_3 - A_2 = 180$ $A_4 - A_3 = -80$	1 29 30 60	120 119 90 60	2,91 2,91 2,46 2	931,2 -640,2 442,8 -160 Итого:573,8
Секция 5–Первые пять периодов. Так как $A_6 > A_5$, то переходм к секции 6.						
Секция 6–первые 6 периодов						
1 2 3 4 5 6	$A_1 = 320$ $A_2 = 100$ $A_3 = 280$ $A_4 = 200$ $A_5 = 40$ $A_6 = 120$	$A_1 - 0 = 320$ $A_2 - A_1 = -220$ $A_3 - A_2 = 180$ $A_4 - A_3 = -80$ $A_5 - A_4 = -160$ $A_6 - A_5 = 80$	1 29 30 60 59 1	1-6:180 2-6:179 3-6:150 4-6:120 5-6:69 1	3,72 3,72 3,33 2,91 2 0,77	1190,4 -818,4 599,4 -232,8 -320 61,6 Итого:480,2

По таблице определяем наибольшую емкость секции, которая равна 573,8 А·ч. Предполагаем, что температура электролита составляет 18 градус, следовательно, поправочный коэффициент равен 1,08 [33]. С учётом всех поправочных коэффициентов необходимая емкость аккумуляторов, А·ч,

$$Q = 573{,}8 \cdot 1 \cdot 1{,}25 \cdot 1{,}15 = 824{,}84. \quad (10.105)$$

По [33] АБ быть стационарной свинцово-кислотной открытого (вентилируемого) типа. Таким образом, принимая время разряда 8 часов, выбираем аккумулятор СН-864 с номинальной ёмкостью 864 А·ч.

Зарядные устройства (ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной ее работы.

Мощность ЗУ выбирается из условия одновременного заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не более 8 часов и питания электроприемников постоянного тока [33].

В качестве зарядных устройств применяют выпрямительные устройства типа ВАЗП-380/260-40/80 на напряжение 380-260 В и ток 40-80 А.

Мощность зарядного устройства, кВт,

$$P_з = (0{,}15N + I_п) \cdot 2{,}2 \cdot N_A = (0{,}15 \cdot 24 + 20) \cdot 2{,}2 \cdot 105 = 5{,}5, \quad (10.106)$$

где N — типовой номер батареи, равный 24;

$I_п$ — ток постоянно включенной нагрузки, А.

На подстанциях 35-110 кВ применяют одно зарядное устройство, следовательно, принимаем к установке выпрямительный зарядный агрегат ВАЗП- 380/260-40/80, технические характеристики которого представлены в таблице 42.

Таблица 42 — Технические характеристики ВАЗП

	1 режим	**2 режим**	**3 режим**
Номинальное напряжение на входе, В	380		
Номинальная частота на входе, Гц	50; 60		
Номинальный выходной ток, А	40	80	40
Номинальное выходное напряжение, В	380	260	380
Номинальная выходная мощность, кВт	15,2	20,8	0,32

11 Расчет заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции

11.1 Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции

Расчетное сопротивление одного вертикального электрода, Ом,

$$r_{\text{в}} = 0{,}3\rho\text{К}_{\text{сез.в}} = 0{,}3 \cdot 200 \cdot 1{,}7 = 102, \quad (11.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

$\text{К}_{\text{сез.в}}$ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта: $\text{К}_{\text{сез.в}} = 1{,}7$.

Предельное сопротивление совмещенного ЗУ, Ом,

$$R_{\text{зу1}} \leq \frac{250}{I_{\text{з}}} = \frac{250}{0{,}45} = 555{,}556, \quad (11.2)$$

где расчетный (емкостный) ток замыкания на землю, А,

$$I_{\text{з}} = \frac{U_{\text{н}} \cdot L_{\text{вл}}}{350} = \frac{35 \cdot 4{,}5}{350} = 0{,}45. \quad (11.3)$$

Требуемое по НН $R_{\text{зу2}} = 10$ Ом, но так как $\rho > 100$ Ом · м, то для расчета принимается $R_{\text{зу.доп}} = R_{\text{зу2}} \cdot 0{,}01\rho = 10 \cdot 0{,}01 \cdot 200 = 20$ Ом.

Количество вертикальных электродов

- без учета экранирования (расчетное),

$$N'_{\text{в.р}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{зу}}} = \frac{102}{20} = 5{,}1, \quad (11.4)$$

$N'_{\text{в.р}}$ принимается равным 6.

- с учетом экранирования,

$$N_{\text{в.р}} = \frac{N'_{\text{а.р}}}{\eta_{\text{в}}} = \frac{6}{0{,}8} = 7{,}5, \quad (11.5)$$

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

Примем $N_{\text{в.р}} = 8$.

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

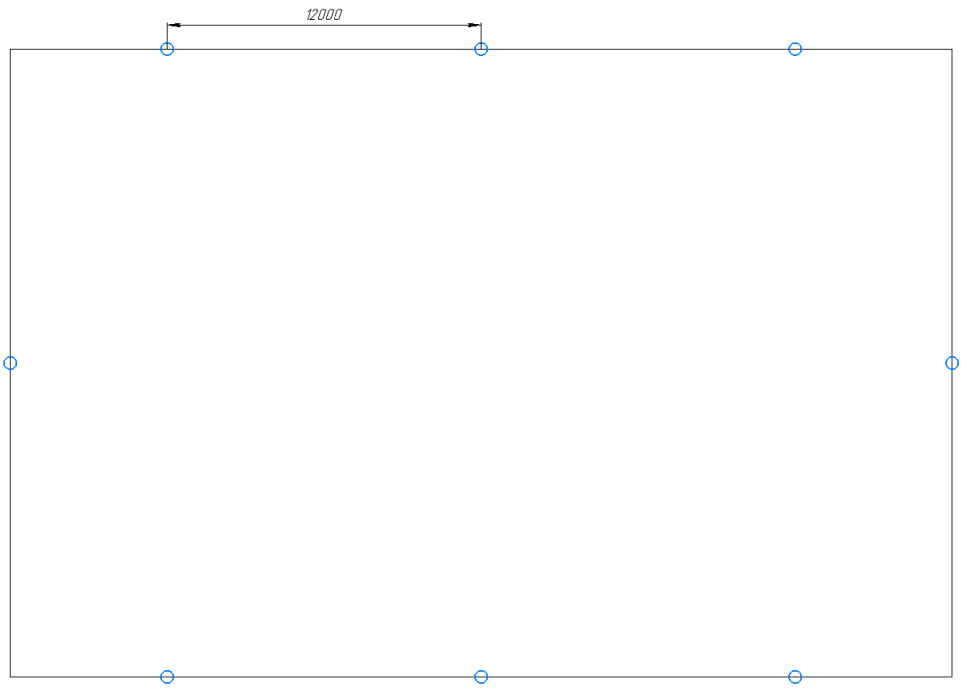


Рисунок 12 – Размещение вертикальных заземлителей

Определим уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов, Ом,

$$R_{\text{в}} = \frac{r_{\text{в}}}{N_{\text{в}}\eta_{\text{в}}} = \frac{102}{8 \cdot 0{,}8} = 15{,}938, \tag{11.6}$$

$$R_{\text{г}} = \frac{0{,}4}{L_{\text{п}}\eta_{\text{г}}} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.г}} \cdot \lg\frac{2 \cdot L_{\text{п}}^2}{b \cdot t} = \tag{11.7}$$

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

где $L_{\text{п}}$ – длина полосы, м;

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

t – глубина заложения, м;

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

Определяем фактическое сопротивление ЗУ, Ом,

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{R_{\text{в}}R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}} = \frac{15{,}938 \cdot 25{,}668}{15{,}938 + 25{,}668} = 9{,}833. \tag{11.8}$$

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

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

11.2 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 грозовых 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 = 11 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.

Открытое распределительное устройство подстанции имеет следующие габаритные размеры: высота наиболее высокого объекта hx составляет 5,5 м (опорный изолятор), ширина b = 30 м, длина a = 38,4 м. Расстояние между молниеотводами l_1=20м, l_2=27,9

Предельное расстояние между молниеотводами, м:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{20^2 + 27{,}9^2} = 34{,}32. \quad (11.9)$$

Превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта, м,

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{34{,}32}{8} = 4{,}28. \quad (11.10)$$

Полная высота молниеотвода, м,

$$h = h_a + h_x = 5{,}5 + 5{,}5 = 11. \quad (11.11)$$

Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов. Высота вершины конуса стержневого молниеотвода h_0 и радиусы защиты на уровне земли r_0 и на высоте защищаемого объекта r_x определяются по следующим формулам, м,

$$h_0 = 0{,}92 \cdot h = 0{,}92 \cdot 11 = 10{,}12, \quad (11.12)$$

$$r_x = 1{,}5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0{,}92}\right) = 1{,}5 \cdot \left(11 - \frac{5{,}5}{0{,}92}\right) = 8{,}18, \quad (11.13)$$

$$r_0 = 1{,}5 \cdot h = 1{,}5 \cdot 11 = 16{,}5\,. \quad (11.14)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов, м,

$$h_{min} = h_c = h_0 - 0{,}14(l - h), \quad (11.15)$$

$$h_{min1} = 10{,}12 - 0{,}14 \cdot (27{,}9 - 11) = 6{,}9,$$

$$h_{min2} = 10{,}12 - 0{,}14 \cdot (20 - 11) = 8{,}86.$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли, м,

$$r_c = r_0 = 1{,}5 \cdot 11 = 16{,}5. \quad (11.16)$$

А на уровне высоты защищаемого объекта, м,

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 16{,}5 \cdot \frac{8{,}86 - 5{,}1}{8{,}86} = 7, \quad (11.17)$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 16{,}5 \cdot \frac{6{,}9 - 5{,}1}{6{,}9} = 4{,}3. \quad (11.18)$$

Полученные параметры молниезащиты наносятся на план подстанции. Из рисунков 14 и 15 видно, что защищаемый объект попадает в зону молниезащиты, то есть четыре молниеотвода высотой 11 м обеспечивают защиту подстанции от прямых ударов молнии.

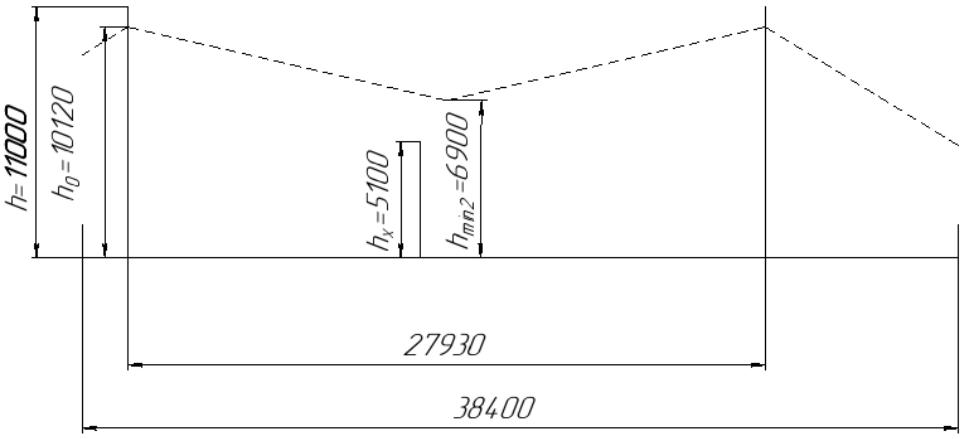


Рисунок 14 – Зона защиты между 1 и 2 молниеотводами

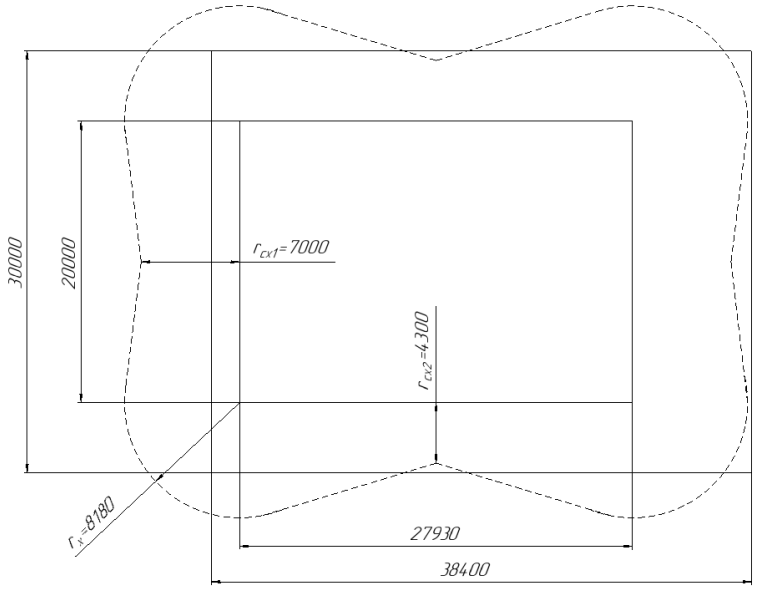


Рисунок 15 – Зона защиты четырех стержневых молниеотводов

12 Релейная защита силового трансформатора ТДНС–10000/35

Согласно ПУЭ, для трансформатора должна быть предусмотрена релейная защита от следующих повреждений и ненормальных режимов работы [8]:

1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

3) витковых замыканий в обмотках;

4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

6) понижения уровня масла;

7) минимального напряжения.

Для выполнения защиты трансформатора ТДНС 10000/35 Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора 6-35 кВ ШЭ2607 150[37]. В состав шкафа ШЭ2607 входит три комплекта.

Первый комплект (комплект А1) реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения
- защиту от перегрузки (ЗП);
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- реле минимального напряжения стороне НН, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

Схема подключения комплектов А1 к цепям переменного тока и напряжения представлена на рисунке 16.

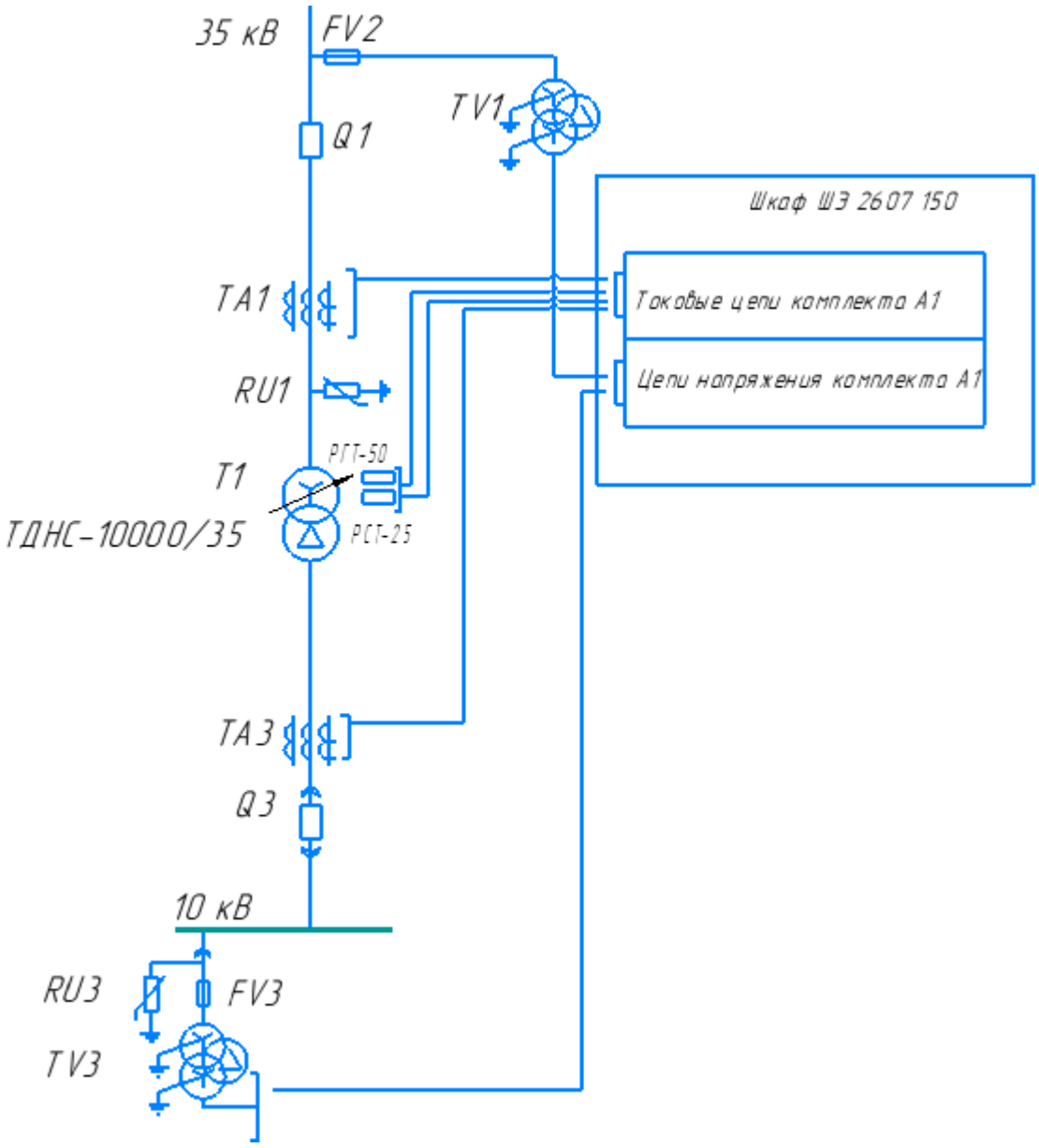


Рисунок 16 – Схема подключения комплекта А1

12.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. Номинальный ток высокой стороны, А,

$$I_{\text{н}}^{\text{в}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}^{\text{в}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164{,}96, \qquad (12.1)$$

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

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

Расчетный ток трансформатора, А,

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{н}}^{\text{в}} \cdot k_{\text{сх}} = 164{,}96 \cdot \sqrt{3} = 285{,}71, \qquad (12.2)$$

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

Выбираем трансформатор тока ТВЛ–СЭЩ–35-300/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{TA1} = \frac{300}{5}$.

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

$$n_{TV1} = \frac{U_{\text{н}}^{\text{в}}}{100} = \frac{35000}{100}, \tag{12.3}$$

Тип *TV*1 – НАЛИ–35

$$n_{TV1} = \frac{U_{\text{н}}^{\text{в}}}{100} = \frac{10000}{100}, \tag{12.4}$$

Тип *TV*2 – НАЛИ–10

12.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем дифференциальную токовую защиту.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{\text{сз}} = 4 \cdot I_{\text{н}}^{\text{в}} = 4 \cdot 164{,}96 = 659{,}84, \tag{12.5}$$

где $I_{\text{н}}^{\text{в}}$ – номинальный ток высокой стороны, рассчитанный по формуле А,

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{та1}}} = 659{,}84 \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 19{,}04, \tag{12.6}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{min}^{(2)}}{2I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9373 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 659{,}84} = 10{,}65 > 2. \tag{12.7}$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

12.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 151.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб макс}} = \frac{1{,}3 \cdot 2}{0{,}85} \cdot 164{,}96 \cdot 1{,}4 = 706{,}41, \quad (12.8)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

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

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85.

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{та1}}} = 706{,}41 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 11{,}77. \quad (12.9)$$

Проверка защиты по чувствительности,

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{min}^{(2)}}{2I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9373 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 706{,}41} = 9{,}95 > 1{,}5. \quad (12.10)$$

Значение удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с,

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{см.эл}} + \Delta t = 1 + 0{,}5 = 1{,}5. \quad (12.11)$$

12.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 151.

Ток срабатывания защита, А,

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1{,}05}{0{,}85} \cdot 164{,}96 \cdot 1{,}4 = 285{,}28, \quad (12.12)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равный 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{та2}}} = 285{,}28 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 4{,}75. \quad (12.13)$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

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

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

12.5 Защита от понижения напряжения

Напряжение срабатывания защиты, кВ,

$$U_{\text{сз}} = 0{,}7 \cdot U_{\text{ном}} = 0{,}7 \cdot 35 = 24{,}5\,. \quad (12.14)$$

Напряжение срабатывания реле, В,

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{n_{TV1}} = \frac{24500}{\frac{35000}{100}} = 70\,. \quad (12.15)$$

12.6 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 газообразованиии понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защиты трансформатора будем применять газовое реле типа BF-80/Q. Для защиты нашего трансформатора газовое реле устанавливаем:

в патрубке;

- в РПН; в баке.

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, 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 газовые реле серии РГТ-50 и РСТ-25.

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 поплавок сигнального элемента и при объеме газа в реле 250 - 300 см3 управляющий магнит приводит к замыканию сигнальных контактов.

13 Электробезопасность

В основном все помещения завода относятся к особо опасным помещениям.

Согласно ПУЭ [8]:

1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности.» Токоведущие части электроустановок до 1000 В применяем изолированные токоведущие части или устанавливаем в защитные кожухи. Где это сделать невозможно ограждаем зону барьерами. Степень защиты оболочек и ограждение не менее IP2X. Все проводники заземляем. PEN- проводник на вводе в помещение должен быть повторно заземлен.

Дополнительной защитой от прямого прикосновения будет установка устройств защитного отключения с номинальным отключающим током 30 мА.

Для защиты при косвенном прикосновении выполним автоматическое отключение оборудования, в установках до 1000 все проводники присоединены к глухозаземленной нейтрали источника. Установим системы дополнительного уравнивания потенциалов. На вводе в передвижную электроустановку должна быть предусмотрена главная шина уравнивания потенциалов, соответствующая требованиям.

Все устройства на заводе заземлены. Трехфазную сеть до 1000 В с заземленной нейтралью выполняем с защитным нулевым проводником.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных питание светильников выполняем напряжением 220 кВ с использованием защитного отключения на 30 мА. Лампы в жарких цехах устанавливаем в арматуре специальной конструкции. При этом на одну фазу групповой сети устанавливаем не больше 20 ламп и штепсельных розеток.

Оборудование первого класса, у которых есть открытые проводящие, доступные прикосновению, части, соединено с заземляющим контактом.

Так же все оборудование маркируем в зависимости от класса опасности. Обслуживающий персонал должен проходить повторный инструктаж по технике безопасности не реже одного раза в полгода. Перед проведение специальных работ проводится целевой инструктаж. Все плановые и внеплановые инструктажи регистрируются в специальном журнале. Обслуживающий персонал перед проведением работ должен иметь соответствующую группу допуска.

В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов.

В проекте выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании чего выбрано электрическое оборудования.

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения кожухах, на металлических нетоковедущих частях, корпусах, электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электрическим током на подстанции применяются:

а) изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль - это измерение ее сопротивления при приемке электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами, или в случае обнаружения дефектов. Измерение производимые на отключенных установках позволяют определить сопротивление изоляции отдельных участков сети, электрических аппаратов, трансформаторов, электродвигателей и т.п. Измерение производятся мегомметром и сравниваются с нормами, регламентированными в МПОТ, ПУЭ ПТЭЭП и ППБ.

б) защитное отключение (релейная защита) при коротких замыканиях (дифференциальная защита от междуфазных кз и газовая защита), замыканиях на землю (токовая защита от обратной последовательности), перегрузках, и перенапряжениях коммутационных, и атмосферных (от перегрузки), пробоях напряжения на металлических корпусах электрооборудования (защита замыкания на землю).

в) контактное защитное заземление.

г) защита от прямых ударов молнии - предусматривается грозозащита. ОПН (ограничитель перенапряжения).

14 Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия

14.1 Причины целесообразности выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях

В реальных условиях электроснабжения звенья электропередачи и нагрузка потребителя всегда содержат наряду с активным сопротивлением составляющие индуктивного и емкостного сопротивлений. Устройства, потребляющие индуктивный ток, принято называть приемниками реактивной мощности (энергии), а устройства, потребляющие емкостный ток, – источниками реактивной мощности (энергии). Большая часть промышленных устройств потребляет реактивную мощность.

Состав потребителей реактивной мощности показывает, что основную часть реактивной мощности потребляют четыре вида устройств:

асинхронные двигатели – 40 % (совместно с бытовыми, сельскохозяйственными электродвигателями и асинхронными электроприводами собственных нужд электростанций);

электропечные установки – 8 %;

вентильные преобразователи – 10 %,

трансформаторы всех ступеней трансформации (потери в них) – 35 %,

линии электропередачи (потери в них) – 7 %.

При подключении к электросети с напряжением $U = U_m \cdot sin\omega t$ (14.1)ктивно-индуктивной нагрузки ток в ней отстает от напряжения на угол сдвига,

$$i_н = I_m \cdot \sin(\omega t - \varphi). \quad (14.2)$$

Электроприемники с такой нагрузкой потребляет как активную, так и реактивную мощности:

$$P = U \cdot I \cdot cos\varphi, \quad (14.3)$$

$$P = U \cdot I \cdot sin\varphi = P \cdot tg, \quad (14.4)$$

Текущий коэффициент мощности в каждый момент времени:

$$cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (14.5)$$

где P, Q, S – соответственно активная, реактивная и полная мощности в момент времени t (кВт, квар, кВА).

Активная и реактивная мощности предприятия изменяются не только в течение длительного промежутка времени (суток, месяца), но и в течение

одной производственной смены. Коэффициент реактивной мощности наглядно выражает реактивную мощность в долях активной,

$$tg\varphi = \frac{Q}{P}, \tag{14.6}$$

Связь между коэффициентами $cos\varphi$ и $tg\varphi$ определяется следующим выражением,

$$cos\varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + tg^2\varphi}}, \tag{14.7}$$

Активная мощность, потребляемая электроприемником, может совершать работу и преобразовываться в другие виды энергии: механическую, тепловую, световую, химическую, энергию сжатого воздуха и газа и т.п. Определенная часть активной энергии расходуется на потери.

Реактивная мощность не связана с полезной работой электроприемника и расходуется на создание электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, линиях.

Следует сказать о некоторой условности толкования Q как мощности. Реактивная мощность не преобразуется в другие виды мощности, не требует для ее производства затраты других видов энергии, не совершает работу и поэтому условно называется мощностью.

С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребляется приемниками и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Из 100 % реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22 % теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в автотрансформаторах повышения напряжения на подстанциях 110–750 кВ энергосистемы, 6,5 % теряется в линиях районных сетей системы, 13,5 % составляют потери в понижающих трансформаторах и лишь 58 % из всей выработанной реактивной мощности приходятся на шины 6–10 кВ потребителей.

Синхронные генераторы на электростанциях вместе с другими источниками реактивной мощности обеспечивают и регулируют баланс реактивной мощности в современных электрических сетях. В номинальном режиме генератор вырабатывает номинальные значения активной и реактивной мощностей при номинальном коэффициенте мощности.

При снижении активной мощности в сравнении с номинальным значением возможна выдача увеличенной реактивной мощности сверх номинальной. Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьше-

ния активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, т.е. в режиме минимума активной нагрузки. В этом случае некоторая часть генераторов, несущих активную нагрузку, может переводиться на работу с пониженным коэффициентом мощности.

Увеличение же генерируемой реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок за счет уменьшения генерации активной мощности экономически нецелесообразно. Эффективнее вместо снижения активной мощности генераторов электростанций применять для выработки реактивной мощности компенсирующие устройства. Поэтому, как правило, в сетях для покрытия потребности в реактивной мощности применяют компенсирующие устройства [39].

Прохождение в электрических сетях реактивных токов обуславливает дополнительные потери активной мощности в линиях, трансформаторах, генераторах электростанций, потери напряжения, требует увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов, снижает пропускную способность всей системы электроснабжения. Большая загрузка реактивной мощностью электростанций приводит к перегрузке по току генераторов, к необходимости их использования специально для выработки реактивной мощности даже в те часы, когда по активной нагрузке часть генераторов можно отключить в резерв. Реактивной мощностью дополнительно нагружаются питающие и распределительные сети предприятий, соответственно увеличивается общее потребление электроэнергии [40].

Концентрация производства реактивной мощности во многих случаях экономически нецелесообразна по следующим причинам:

1. При передаче значительной реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R потери активной мощности составят,

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot R = \Delta P_a + \Delta P_{\text{р}}. \qquad (14.8)$$

Из выражения (13.8) видно, что дополнительные потери активной мощности $\Delta P_{\text{р}}$, при протекании значительной реактивной мощности Q, пропорциональны ее квадрату.

2. Передача значительной реактивной мощности приводит к дополнительным потерям напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения. При передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_{\text{р}}, \qquad (14.9)$$

где ΔU_a- потери напряжения, обусловленные активной мощностью; $\Delta U_{\text{р}}$- потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемника от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электросети. Это требует увеличения мощности, следовательно, и стоимости средств регулирования напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

Поскольку реактивная составляющая неизбежна при работе многих промышленных устройств, она не может быть исключена полностью. Однако целесообразно применять средства, предназначенные для уменьшения ее потребления из питающей сети.

В какой-либо электрической цепи генерируемая реактивная энергия равна потребляемой реактивной энергии. В связи с тем, что большая часть промышленных устройств является потребителями реактивной энергии, потребность в реактивной мощности обычно превышает возможности покрытия ее рациональным способом генераторами электростанций. Поэтому возникает необходимость в исследовании дополнительных устройств, поставляющих в энергетическую систему реактивную мощность. Устройствами такого типа, называемыми компенсаторами, могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы и двигатели, а также статические источники реактивной мощности. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ЛЭП с напряжением выше 110 кВ, 20% вырабатывают компенсирующие устройства, расположенные на подстанциях или непосредственно у потребителя. Совместная работа компенсирующих устройств с сетью ведет к уменьшению потребления из нее реактивной составляющей тока [41].

Все выше сказанное вынуждает, насколько это технически и экономически целесообразно, приближать источники покрытия реактивной мощности к местам ее потребления и уменьшать получение реактивной мощности из энергосистемы. Это в значительной степени разгружает питающие линии электропередачи и трансформаторы от реактивной мощности.

14.2 Принципы компенсации реактивной мощности

Как было установлено, ток, проходящий через конденсатор, опережает приложенное к нему напряжение на 90°, в то время как ток, проходящий через катушку индуктивности, отстает от приложенного напряжения на

90°. Таким образом, емкостный ток противоположен индуктивному току и реактивная мощность, идущая на создание электрического поля, противоположна по направлению реактивной мощности, идущей на создание магнитного поля. Поэтому емкостный ток и емкостная мощность считаются условно отрицательными по отношению к току намагничивания и мощности намагничивания, условно принятыми положительными.

Таким образом, численно равные реактивные мощности емкости и намагничивания взаимно "уничтожаются" ($Q_C - Q_L = 0$) и сеть разгружается от протекания реактивной составляющей тока нагрузки.

Принцип компенсации при помощи емкостного тока поясняет векторная диаграмма на рисунке 17.

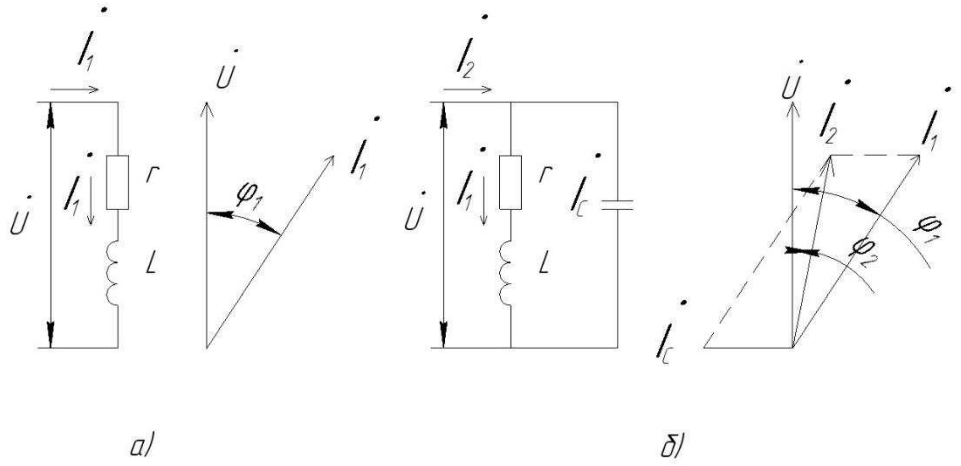


Рисунок 17 – Принцип компенсации реактивного тока намагничивания [38]: а – схема до компенсации; б – схема с компенсацией

Емкость конденсатора С, подключенного параллельно нагрузке, содержащей R и L, подбирают такой, чтобы ток IC, проходящий через конденсатор, был по возможности близок по абсолютной величине к намагничивающему току IL, потребляемому индуктивностью L. Из векторной диаграммы видно, что подключение конденсатора С дало возможность уменьшить угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки с величины j1 до величины j2 и соответственно повысить коэффициент мощности нагрузки. Увеличивая емкость, можно полностью скомпенсировать реактивную мощность нагрузки, когда $\varphi = 0$ [38].

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима по условию баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения. Во всех случаях при применении компенсирующих

устройств необходимо учитывать ограничения по следующим техническим и режимным требованиям:

1) необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;

2) располагаемой реактивной мощности на шинах ее источника;

3) отклонениям напряжения;

4) пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

Таким образом, вследствие применения компенсирующих устройств на подстанции при неизменной мощности нагрузки реактивные мощности и ток в линии уменьшаются – линия разгружается по реактивной мощности [39].

Уменьшение потребления реактивной мощности на предприятии достигается путем компенсации реактивной мощности как естественными мерами (сущность которых состоит в ограничении влияния приемника на питающую сеть путем воздействия на сам приемник), так и за счет специальных компенсирующих устройств (реактивной мощности) в соответствующих точках системы электроснабжения.

Мероприятия, проводимые по компенсации реактивной мощности эксплуатируемых или проектируемых электроустановок потребителей, могут быть разделены на следующие три группы:

1) не требующие применения компенсирующих устройств;

2) связанные с применением компенсирующих устройств;

3) допускаемые в виде исключения.

Мероприятия первой группы направлены на снижение потребления реактивной мощности и должны рассматриваться в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных затрат. К таким мероприятиям относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования, а следовательно, и к повышению коэффициента мощности;

- переключение статорных обмоток асинхронных двигателей напряжением до 1000 В с треугольника на звезду, если их загрузка составляет менее 40%;

- устранение режима работы асинхронных двигателей без нагрузки (холостого хода) путем установки ограничителей холостого хода, когда продолжительность межоперационного периода превышает 10 мин;

- замена, перестановка и отключение трансформаторов, загружаемых в среднем менее чем на 30% от их номинальной мощности;

- замена мало загруженных двигателей двигателями меньшей мощности при условии, что изъятие избыточной мощности влечет за собой уменьшение суммарных потерь активной энергии в энергосистеме и двигателе;

- замена асинхронных двигателей синхронными двигателями той же мощности, где это возможно по технико-экономическим соображениям;

- применение синхронных двигателей для всех новых установок электропривода, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям;

- регулирование напряжения, подводимого к электродвигателю при тиристорном управлении;

- повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных;

- применение преобразователей с большим числом фаз выпрямления;

- применение поочередного и несимметричного управления работой преобразователей;

- применение специальных преобразовательных систем с искусственной коммутацией вентилей (такие системы характеризуются сниженным потреблением реактивной мощности), а также систем с ограниченным содержанием высших гармоник в токе питающей сети.

Что касается мероприятий, связанных с применением компенсирующих устройств, то они должны обосновываться технико-экономическими расчетами и применяться при согласовании с энергосистемой [41]. К данным мероприятиям относятся:

-установка статических конденсаторов;

-использование синхронных двигателей в качестве компенсаторов;

-применение статических источников реактивной мощности;

-применение систем компенсации, состоящих из нескольких перечисленных устройств, работающих параллельно.

Стоит еще раз отметить, что выбору устройств компенсации реактивной мощности должен предшествовать тщательный технико-экономический анализ, что связанно с их достаточно большой стоимостью, а также определенной сложностью этих устройств.

Компенсирующие устройства в зависимости от места их расположения в разветвленной электроэнергетической системе подразделяются на следующие виды:

1) индивидуальные;

2) групповые;

3) централизованные компенсаторы.

На рисунке 18 показаны различные схемы расположения компенсирующих устройств в электроэнергетической системе [41].

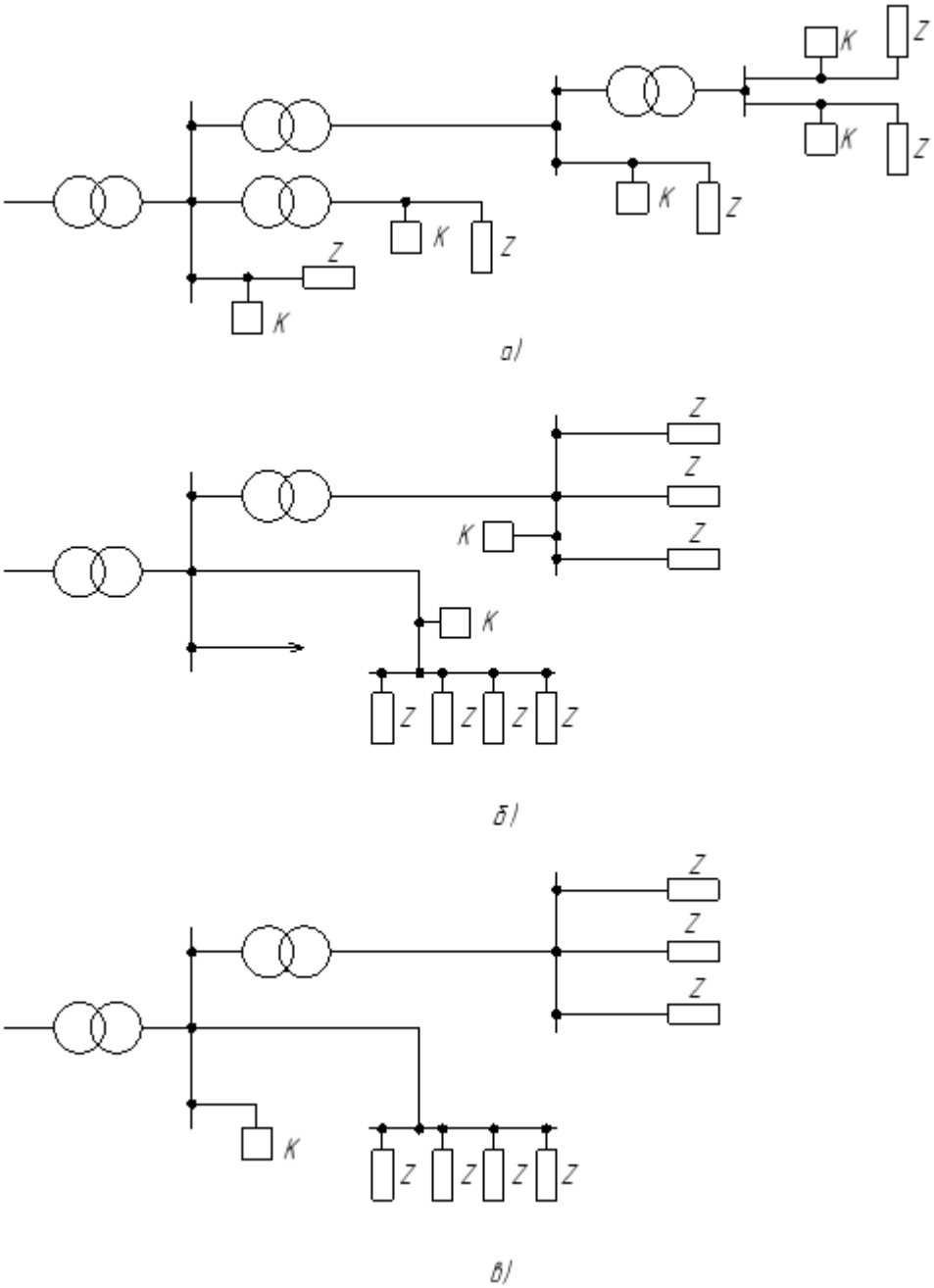


Рисунок 18 – Схемы подсоединения компенсирующих устройств: а – индивидуальная компенсация; б – групповая компенсация; в – централизованная компенсация [41]

Индивидуальные компенсаторы – устройства, работающие непосредственно с приемником, потребляющим из питающей сети реактивную мощность. При полной компенсации приемник и устройство компенсации представляют для питающей сети устройства, потребляющие только активную мощность. Однако при выключенном потребителе компенсирующие устройства также не используются, что является главным недостатком индивидуальной компенсации. Такой вид компенсации лучше всего применять для компенсации мощности искажения приемников с нелинейными характеристиками.

Групповая и централизованная компенсация позволяет использовать устройства независимо от работы отдельных потребителей. Для реализации компенсации этого вида требуется дополнительная аппаратура – коммутационная и защитная; кроме того, компенсирующие устройства должны обеспечивать достаточный диапазон регулирования потребляемой мощности. Диапазон изменения мощности, потребляемой компенсирующими устройствами, должен быть определен на основе анализа суточной потребности в реактивной мощности для данной группы потребителей. Как правило, для группы потребителей характерно частое изменение нагрузки, что требует применения компенсирующих устройств с автоматическим регулированием мощности, отдаваемой компенсатором.

При непрерывном развитии электроэнергетических систем и наметившейся тенденции к созданию все более крупных энергоблоков значение централизованной компенсации снижается. При централизованной компенсации в крупных энергосистемах не обеспечивается компенсация во всех точках системы, особенно при размещении нелинейных нагрузок на большом расстоянии от электростанций и подстанций, причем, чем больше расстояние, тем больше потери в сети. Поэтому в настоящее время все чаще создают групповые компенсаторы, а для нелинейной нагрузки большой мощности – индивидуальные компенсаторы.

Важным моментом является соответствующее расположение компенсатора, и в особенности выбор мест подсоединения схем измерения. Компенсатор целесообразно располагать так, чтобы имелась возможность стабилизации реактивной мощности в точке подключения преобразователя. В этом случае достигается ограничение колебания напряжения в энергосистеме при изменении условий работы подключенных потребителей

Полная потребляемая мощность S состоит из активной составляющей мощности P, которая полностью потребляется приемниками и не отдается обратно источнику, и реактивной составляющей Q, которая не производит полезной работы, а лишь циркулирует от источника к потребителю и обратно.

Реактивная мощность необходима для создания электрических и магнитных полей, в различных установках (трансформаторах, электродвигателях, линиях и т.д.).

Приемники потребляющие индуктивный ток называют приемниками реактивной мощности, при этом устройства потребляющие емкостный ток – источниками реактивной мощности. Большинство устройств и агрегатов предприятия потребляют реактивную мощность.

Из-за ряда причин передача большого количества реактивной мощности через трансформаторы и по линиям сети электроснабжения не является выгодной.

1) При повышенной загрузке элементов системы электроснабжения (трансформаторов, линий, генераторов) реактивной мощностью, возникают дополнительные потери активной составляющей.

Для нахождения потерь мощности в системе электроснабжения, используется следующая формула,

$$\Delta P = 3I^2R = 3\left(\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U}\right)^2 \cdot R = \frac{S^2}{U^2}R = \frac{P^2+Q^2}{U^2}\cdot R = \quad (14.10)$$
$$= \frac{P^2R}{U^2} + \frac{Q^2R}{U^2} = \Delta P_P + \Delta P_Q,$$

где ΔP_p – потери активной мощности за счет передачи активной мощности по цепи;

ΔP_Q – потери активной мощности за счет передачи реактивной мощности.

Тогда вследствие нескомпенсированной реактивной мощности активные потери равны,

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2R}{U^2}, \quad (14.11)$$

Дополнительные потери активной мощности, обусловленные перетоком реактивной мощности, заставляют увеличивать сечение проводников всех элементов электропередачи по условиям нагрева. Это ведет к увеличенному расходу цветного металла.

Так как полный ток I связан с активной составляющей соотношением:

$$I_{\text{a}} = I \cdot \cos\varphi, \quad (14.12)$$

Значит в зависимости от коэффициента мощности потери активной части мощности определяются и следующей формулы,

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{3I_{\text{a}}^2R}{\cos^2\varphi} = \frac{\Delta P_P}{\cos^2\varphi}, \quad (14.13)$$

При уменьшении cosφ, например, с 1 до 0,8, активные потери увеличатся в $1/0{,}8^2 = 1{,}56$ раза, что потребует увеличения массы проводов на 25%. Это обусловлено тем, что активная мощность (активная составляющая тока I_{a}), передающаяся потребителю остается неизменной.

2) Появляются дополнительные потери реактивной составляющей мощности.

Увеличение передачи реактивной части мощности сопровождается возрастанием потерь ΔQ:

– в линии,

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot x_0 \cdot l, \quad (14.14)$$

– в трансформаторе,

$$\Delta Q = \frac{S_{\text{ном}}}{100}(i_{\text{хх}} + u_{\text{КЗ}}\beta^2), \quad (14.15)$$

где $i_{\text{хх}}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$u_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

3) Повышенная передача реактивной мощности вызывает дополнительные потери напряжения.

При передаче мощности P и Q через звено сети с активным и реактивным сопротивлением потери напряжения равны,

$$\Delta P = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_P + \Delta U_Q, \quad (14.16)$$

где ΔU_P - потери напряжения, обусловленные передачей активной мощности;

ΔU_Q - потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности.

Из данного выражения видно, что потери напряжения в линии связаны не только со значением передаваемой активной частью мощности, но и со значениями передаваемой реактивной мощности и реактивного сопротивления линии. Из чего следует, что если по линии будет передаваться только активная мощность, а реактивная будет равняться нулю, то напряжение в конце линии будет увеличена на,

$$\Delta U_Q = \frac{Q \cdot X}{U}, \quad (14.14)$$

Дополнительные потери напряжения ΔU_Q увеличивают отклонения напряжений на зажимах электроприемников от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электрической сети. Изменение напряжения относительно номинального оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов системы электроснабжения.

1) дополнительная загрузка реактивной мощностью трансформаторов и линий электропередачи снижает пропускную способность сетей электроснабжения, что часто не дает использовать полную установленную мощность установок;

2) загрузка дополнительной реактивной мощностью трансформаторов снижает их КПД;

3) недоиспользование полезной мощности генераторов электростанций и увеличение удельного расхода топлива.

Если реактивная мощность превысит номинальное значение, которое можно определить по номинальному cosφ генератора, то активная часть нагрузки должны быть уменьшена. По условию нагрева, полный ток нагрузки не должен быть выше номинального значения тока генератора. При cosφ ниже номинального значения в результате увеличения сдвига фаз в сети произойдет снижения напряжения на клеммах статора, в следствии усиления продольного поля реакции якоря. Это потребует более сильного возбуждения. При этом при сниженном cosφ повышенное возбуждение приводит к снижению коэффициента полезного действия и повышению мощности первичных двигателей.

14.3 Оборудование и средства для решения проблем компенсации реактивной мощности

Компенсировать реактивную мощность можно КУ высокого, среднего и низкого напряжений на основе контакторов и тиристорных устройств. Они выполняются в различном климатическом исполнении и комплектуются фильтрокомпенсирующими установками (ФКУ); батареями статических конденсаторов (БСК); низковольтными и высоковольтными одно- и трехфазными конденсаторами, СД и синхронными компенсаторами (СК), косинусными компенсаторами (конденсаторными установками), шунтирующими реакторами, статическими тиристорными компенсаторами.

Различают поперечную и продольную компенсацию реактивной мощности.

При поперечной компенсации индуктивные и емкостные цепи КУ соединяются параллельно. При этом ток в неразветвленной части цепи равен геометрической сумме индуктивных и емкостных токов: индуктивный ток отстает от напряжения, а емкостный опережает его. При соответствующем значении емкости суммарный ток оказывается больше индуктивного тока нагрузки, что приводит к увеличению коэффициента мощности (cosφ) системы. Повышение cosφ системы с помощью источников реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность линий, повысить активную загрузку трансформаторов без увеличения их мощности.

При поперечной компенсации реактивной мощности при снижении тока нагрузки снижаются потери активной мощности, повышается напряжение в сети, снижаются потери в отдельных элементах СЭС. Для уменьшения потерь в питающей сети конденсаторы следует подключать как можно ближе к потребителям. К преимуществам поперечной компенсации относятся: простота и невысокая стоимость, доступность используемых материалов, малые собственные потери активной мощности, а к недостаткам – отсутствие плавного регулирования отдаваемой в сеть реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

При продольной компенсации конденсаторы включают последовательно с нагрузкой через разделительный или вольто-добавочный трансформатор, через которые проходит полный ток линии, в том числе и ток КЗ. Продольная компенсация обеспечивает автоматическое регулирование напряжения в зависимости от тока нагрузки.

Однако при продольной компенсации возможны аварийные режимы: феррорезонансные колебания, перенапряжения при расшунтировании конденсаторов и их повреждения. Если в схеме питания возникает резкое повышение напряжения, то конденсаторы должны быть немедленно разряжены через искровой промежуток и зашунтированы высоковольтным выключателем. Продольная компенсация используется для линий высокого напряжения для повышения устойчивости энергосистемы и для увеличения пропускной способности линий.

Выбор оборудования для компенсации реактивной мощности полностью зависит от места и цели его установки

Конденсаторные батареи (КБ) являются основным средством компенсации (выдача реактивной энергии) на ПП. Снижение перетоков реактивной мощности от генераторов через электросеть к ЭП уменьшает потери активной энергии и нормализует напряжение в энергосистеме. КБ устанавливаются вблизи от места потребления реактивной мощности, и при необходимости устанавливаются системы автоматического регулирования для изменения выдаваемой мощности в разных режимах. При периодическом заряде и разряде конденсаторы создают избыточное напряжение, что заставляет ток переходить в следующую фазу раньше, чем это было бы при отсутствии в схеме конденсаторов, в результате чего КБ генерируют реактивную мощность. Поэтому выдаваемая в систему мощность при наличии в системе КБ ($Q_{\text{П}}$) оказывается больше, чем паспортное значение установленной мощности батарей ($Q_{\text{конд}}$).

Мощность КУ в сети напряжением выше 1 кВ определяется по условию баланса реактивной мощности на шинах вторичного напряжения главной понизительной подстанции (ГПП).

Если в СЭС имеются высоковольтные СД (6(10) кВ), которые могут быть использованы как источники реактивной мощности, то учитывается и вырабатываемая ими реактивная мощность. Если их мощность недостаточна для поддержания баланса, то определяют недостающую мощность КБ высокого напряжения, квар:

$$Q_{\text{бв}} = Q_{\text{ку}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{бн}}, \qquad (14.15)$$

Если цеховые трансформаторы имеют низкий коэффициент загрузки, то предпочтительнее установка высоковольтных КБ (на стороне напряжения выше 1 кВ), т.к. они имеют более низкую удельную стоимость (из расчета на1 квар), чем удельная стоимость низковольтных конденсаторов.

Обычно конденсаторы в сетях напряжением 6(10) кВ включаются по схеме треугольника (рисунок 19, *а*).

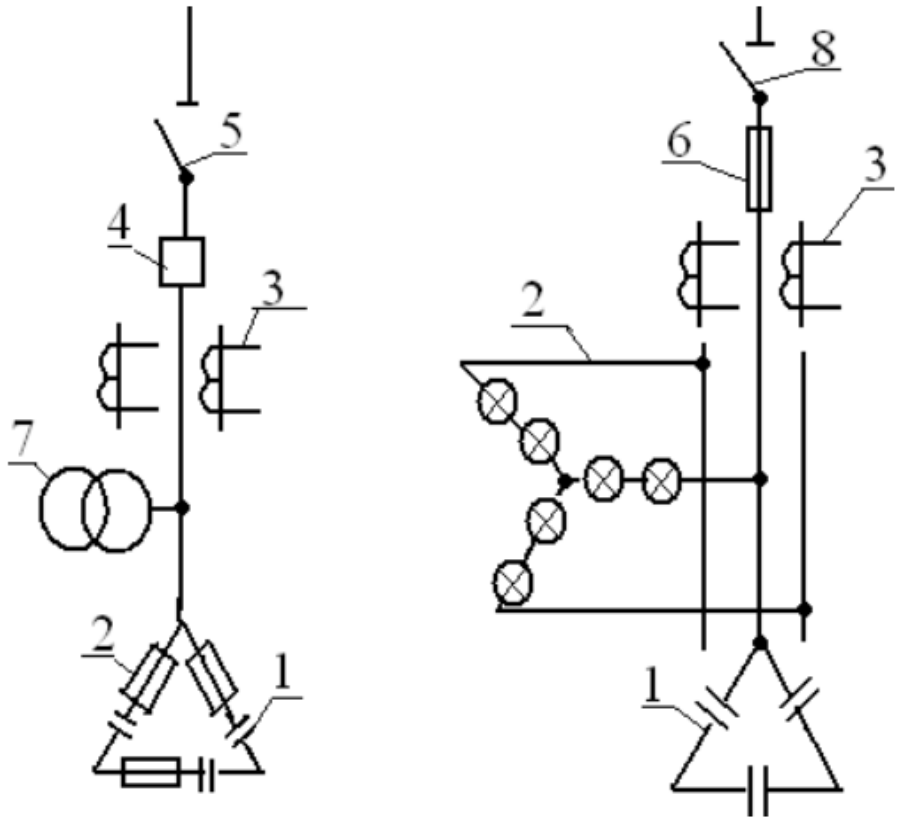


Рисунок 19 – Схемы присоединения конденсаторных батарей: а – через выключатель при напряжении 6(10) кВ; б – через рубильник и предохранитель при напряжении до 1 кВ
1 – конденсаторная батарея; 2 – разрядник; 3 – трансформатор тока для включения измерительной аппаратуры; 4 – высоковольтный выключатель; 5 – рубильник; 6 – плавкий предохранитель; 7 – силовой цеховой трансформатор; 8 — разъединитель

При отключении конденсаторов для замены или ремонта необходимо их разрядить, отвести запасенную энергию. Для этого устанавливают разрядники, через которые запасенная энергия автоматически передается к разряднику. При высоком напряжении (6(10) кВ) разрядник КБ соединяется в «треугольник»; в «плечи» треугольника последовательно включают реостаты. Реостаты нагреваются пропорционально току «в квадрате», и отводимая от конденсаторов энергия быстро гасится, что ускоряет процесс разрядки КБ.

Для сетей низкого напряжения разрядник КБ (поз. 1, рис. 19, *б*) соединяют в «звезду». В установках большой мощности высокого напряжения

(6(10) кВ) применяют КБ с параллельным и последовательно-параллельным включением элементов.

КБ, по сравнению с СД, проще в эксплуатации; в них отсутствуют вращающиеся части; они имеют меньшую массу, что важно при проведении монтажных работ, в них меньше потери активной мощности на выработку реактивной мощности (2,5÷5 Вт/квар).

К недостаткам КБ относят зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения, недостаточную стойкость к токам КЗ и перенапряжениям, чувствительность к искажениям формы кривой подводимого напряжения, невозможность плавного изменения выдаваемого реактивного тока. В сетях напряжением до 1 кВ не рекомендуется чрезмерное дробление мощности КУ (выбирать установки мощностью менее 30 квар), так как это приводит к увеличению затрат на защитную и коммутационную аппаратуру, на измерительные приборы на каждый квар установленной мощности КБ.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) (косинусные конденсаторы) часто используют в СЭС промышленных предприятий. СТК, как СД и СК, могут выдавать и потреблять реактивную мощность. В электрических сетях они используются для оптимизации режимов работы с целью повышения пропускной способности и устойчивости линий электропередачи, стабилизации напряжения в узлах нагрузки, уменьшения потерь электроэнергии и повышения ее качества. Номинальная мощность и схема включения СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров СЭС, вида и величины компенсируемой нагрузки и требований к качеству электроэнергии.

СТК выпускают в двух основных модификациях: для промышленных установок, например, для тиристорных приводов прокатных станов и для дуговых сталеплавильных печей (ДСП) (рисунок 20) и для высоковольтных ВЛЭП.

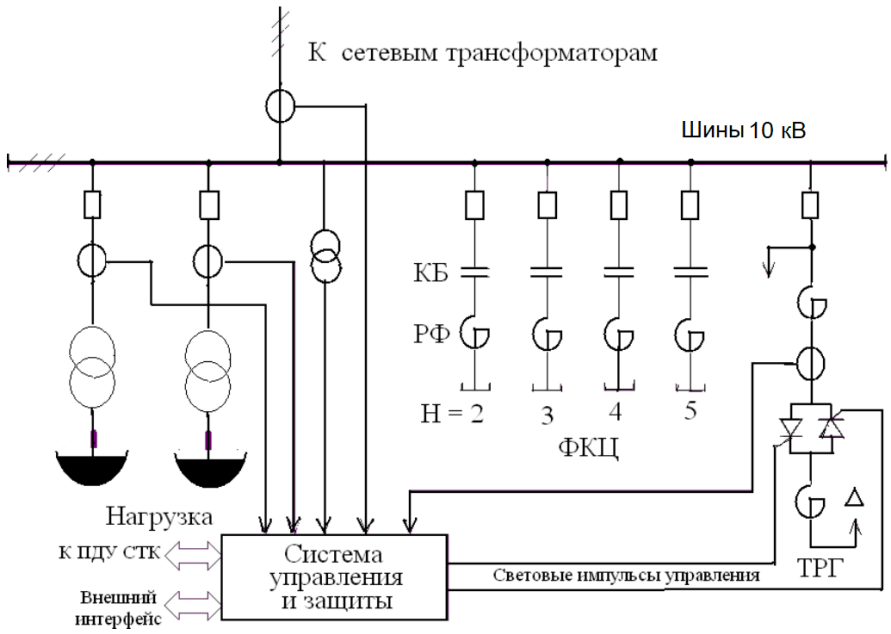


Рисунок – 20 Схема включения СТК для питания ДСП: ФКЦ – фильтрокомпенсирующая цепь; РФ – фильтровые реакторы; КБ – батарея конденсаторов; ТРГ – тиристорнореакторная группа; ПДУ СТК – пульт дистанционного управления СТК

Статический тиристорный компенсатор содержит в себе набор фильтрокомпенсирующих цепей и тиристорно-реакторную группу, благодаря которой данный тип компенсирующих устройств способен симметрировать нагрузки, эффективно подавлять фликер, с помощью быстродействующей компенсации реактивной составляющей мощности, и поддерживать заданный уровень напряжения в точке подключения. Достоинствами данного типа являются: регулируемая компенсация реактивной составляющей мощности; высокое быстродействие; поддержание номинального уровня напряжения на печном трансформаторе, для обеспечения заданной производительности дуговой сталеплавильной печи. К недостаткам относятся большие габариты, генерация высших гармоник при работе тиристорно-реакторной группы и двойная установленная мощность элементов

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 шарикоподшипникового завода, отвечающая всем необходимым требованиям по бесперебойности и надежности электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Литейное производство. Материал из Википедии — свободной энциклопедии.- [Электронный ресурс]// https://ru.wikipedia.org/wiki/ Литейное производство

2. СП12.1330.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс] // Консорциум кодекс [сайт]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200071156с.;

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. Основные параметры дуговых сталеплавильных печей [Электронный ресурс]: ООО «НПФ КОМТЕРМ». – Режим доступа: http://www.ruscastings.ru/work/168/5615/5623/9171;

6. Особенности конструкции и работы электропечных трансформаторов // Электрические сети [сайт]. - Режим доступа: http://leg.co.ua/transformatory/praktika/osobennosti-konstrukcii-i-raboty-elektropechnyh-transformatorov.html

7. Сумарокова, Л.П. Основы расчёта систем электроснабжения: Методические указания к выполнению курсового проекта по курсу «Основы расчёта систем электроснабжения» / Л.П. Сумарокова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 119 с.

8. Библия электрика: ПУЭ, ПОТЭЭ, ПТЭЭП. – 5-е издание. – Москва: Эксмо, 2019. –752 с. – (Актуальное законодательство).

9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [сайт]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf

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. Каталог кабельно-проводниковой продукции [Электронный ресурс]: «Эксперт кабель». – Режим доступа: https://k-ps.ru/

12. ВВН-СЭЩ-П-35-25/1000 [Электронный ресурс] // https://www.electroshield.ru [сайт]. – Режим доступа:https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvn-seshch-35-kv/

13. ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 [Электронный ресурс] // https://www.electroshield.ru [сайт]. – Режим доступа:https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/

14. ВГТ-СЭЩ-110 [Электронный ресурс] // https://www.electroshield.ru/upload/iblock/654/Tekhnicheskaya-informatsiya-TI_210_2018-_versiya-1.0_.pdf

15. Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) [Электронный ресурс] // https://krsk-sbit.ru [сайт]. – Режим доступа: https://krsk-sbit.ru/index.php?route=information/rubric&rubric_id=104

16. Справочная информация: "Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства" [Электронный ресурс]// http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/

17. Трансформаторы ТДНС 10000/35 и ТДНС 10000/110: «ООО» «Тольяттинский трансформатор» - Самарская область, г. Тольятти 2021ю – Режим доступа: https://transformator.com.ru/

18. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2013. – 448 с.

19. Разъединитель наружной установки 35 кВ РГП-СЭЩ-35 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/

20. Комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 [Электронный ресурс]// https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/

21. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ высоковольтные серии ПКТ [Электронный ресурс] // https://nva-korenevo.ru/download/catalog/catalog-pkt.pdf

22. Выключатель автоматический ВА-50-47-2500 [Электронный ресурс]: EKF – Режим доступа: https://ekfgroup.com;

23. Измерительные трансформаторы ТОЛ–СЭЩ–35 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

24. Измерительные трансформаторы ТВЛ–СЭЩ–35 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

25. Измерительные трансформаторы ТВЛ–СЭЩ–10 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

26. Измерительные трансформаторы ТОЛ–СЭЩ–10 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

27. Трансформатор напряжения НАЛИ–35 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

28. Трансформатор напряжения НАЛИ–10 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/;

29. Опорные изоляторы // ЗАО “ZETO” «Завод электротехнического оборудования» [сайт]. – Московская область, г.Москва, 2016. – Режим доступа:
http://www.zeto.ru/http://www.zeto.ru/products_and_services/polymeric_insulators/opornye-izolyatory/izolyatory-na-napryajenie- 10kv

30. Проходные изоляторы [Электронный ресурс]: Справочник электрослужбы. – Режим доступа: http://uralen.ru/catalog/izol/group-36/462.html

31.Тимофеев С.А., рецензент Тихонов А.А., Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений [Текст]: Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003, 50с

32. Основные технические характеристики трансформаторов ТСЗ.- Режим доступа: https://transformator.com.ru

33. А.А. Васильев Электрическая часть станций и подстанций/ А.А. Ва-сильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова., М.Н. Околович – Москва Энерго-атомиздат, 1990. – 575 с.

34. Конденсаторная установка КРМ-0,4 // «Промэлектроавтоматика» производство и поставка электрооборудования, [сайт]. - Режим доступа: http://www.pea.ru/docs/equipment/reactive-power-compensation/low-voltage-krm/

35. Установки компенсации реактивной мощности // «ХОМОВ электро», [сайт]. – Режим доступа: https://khomovelectro.ru/catalog/kondesatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-krm-6-3-10-5-ukrm-ukkrm.html

36. Статический тиристорный компенсатор Статком 1MBap// «Энергозапад»,[сайт].- Режим доступа: http://energozapad.ru/staticheskij-kompensator-statkom-na-1-mvar

37. Шкаф защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора типа ШЭ2607 150// «ООО ЭКРА». – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/

38. Минин Г.П. Реактивная мощность. – М.: Энергия, 1978. – 88с. – URL: https://www.studmed.ru/minin-gp-reaktivnaya-moschnost_5b85ea97ddb.html

39. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.- URL: – https://www.proektant.org/books/0008-ELE-1989.pdf

40. Коновалова Л.А., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528с.-URL: https://bookree.org/reader?file=1504240

41. Супронович Г. Улучшение коэффициента мощности преобразовательных установок: Пер. с польск. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136с – URL: https://www.studmed.ru/minin-gp-reaktivnaya-moschnost_5b85ea97ddb.html

42. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для учащихся техникумов. – М.: Высшая школа, 1981. – 376с.-URL: https://www.studmed.ru/lipkin-byu-elektrosnabzhenie-promyshlennyh-predpriyatiy-i-ustanovok_f3209ce2859.html

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1- Результаты определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

№	Наименование потребителя	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка							Силовая и осветительная нагрузка		
		Рн, кВт	КС	cosф	tgФ	Рр, кВт	Qр, квар	F, м^2	Рудо, кВт/м^2	Рн о, кВт	КС 0	tgф	Рр о, кВт	Qр о	Рр + Рр о, кВт	Qр+Qро, квар	Sр, кВ·А
Потребители энергии 0,38 кВ																	
1	Литейный цех	2850	0,6	0,8	0,75	1710	1282,5	9261	0,017	157,437	0,95	0,329	149,56515	49,20693435	1859,56515	1331,706934	2287,231057
2	Цех автомобильных поршней	2100	0,35	0,7	1,020204061	735	749,849985	3360	0,017	57,12	0,95	0,329	54,264	17,852856	789,264	767,702841	1101,047371
3	склад готовой продукции	70	0,35	0,7	1,020204061	24,5	24,9949995	4900	0,015	73,5	0,95	0,329	69,825	22,972425	94,325	47,9674245	105,8209783
4	Цех пальцев	3200	0,4	0,5	1,732050808	1280	2217,025034	1800	0,013	23,4	0,95	0,329	22,23	7,31367	1302,23	2224,338704	2577,496002
5	Прессовый цех	2000	0,5	0,7	1,020204061	1000	1020,204061	1411	0,015	21,165	0,95	0,329	20,10675	6,61512075	1020,10675	1026,819182	1447,402989
6	Ремонтно-механический	300	0,7	0,8	0,75	210	157,5	1053	0,015	15,795	0,95	0,329	15,00525	4,93672725	225,00525	162,4367273	277,5122572
7	Компрессорная	250	0,9	0,8	0,75	225	168,75	648	0,015	9,72	0,95	0,329	9,234	3,037986	234,234	171,787986	290,4766409
8	Строительный цех	250	0,6	0,65	1,16912955	150	175,3694325	544,5	0,015	8,1675	0,95	0,329	7,759125	2,552752125	157,759125	177,9221847	237,790339
9	Заводоуправление, столовая	150	0,5	0,76	0,855161937	75	64,1371453	1823	0,015	27,345	0,85	0,329	23,24325	7,64702925	98,24325	71,78417455	121,6745819
10	цех обработки гильз	1560	0,35	0,7	1,020204061	546	557,0314174	643,5	0,017	10,9395	0,95	0,329	10,392525	3,419140725	556,392525	560,4505582	789,7325307
11	блок механических цехов	2300	0,6	0,65	1,16912955	1380	1613,398779	2741	0,017	46,597	0,95	0,329	44,26715	14,56389235	1424,26715	1627,962672	2163,053253
12	цех металлоконструкций	500	0,35	0,75	0,881917104	175	154,3354931	4455	0,017	75,735	0,95	0,329	71,94825	23,67097425	246,94825	178,0064674	304,4170505
13	электроцех	320	0,7	0,75	0,881917104	224	197,5494312	1944	0,017	33,048	0,95	0,329	31,3956	10,3291524	255,3956	207,8785836	329,3029275
14	склад алюминиевых цушек	40	0,3	0,5	1,732050808	12	20,78460969	810	0,013	10,53	0,6	0,329	6,318	2,078622	18,318	22,86323169	29,29635621
15	склад песка	140	0,3	0,76	0,855161937	42	35,91680137	648	0,013	8,424	0,6	0,329	5,0544	1,6628976	47,0544	37,57969897	60,21918576
	Итого 0,38	16030				7788,5	8439,347189			578,923			540,60845	177,8601801	8535,79045	8617,20737	12129,1377
	Потребители энергии 10 кВ																
7	Литейный цех, ЭДП 3т	4500	0,75	0,9	0,484322105	3750	2324,041	-	-	-	-	-	-	-	3750	2324,041	4411,764564
8	Компрессорная СД 10 кВ	2520	0,9	0,8	0,75	2268	1701	-	-	-	-	-	-	-	2268	1701	2835
	ИТОГО 10	7020	-	-	-	6018	4025,041	-	-	-	-	-	-	-	6018	4025,04127	7239,977835
	Итого 0,38 и 10	23050				13806,5	12464,38819			578,923			540,60845	177,8601801	14553,79045	12642,24864	19369,11554

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет токов КЗ

Расчет токов кз в относительных единицах в электроустановках выше 1000В

Принимаем базисные условия, спользуем приближенное приведение к одной ступени напряжения.

$S_б := 100$ $U_{б_1} := 37$ $U_{б_2} := 10.5$ $U_{б_3} := 10.5$ $x_c := 0$

Определим базисные токи

$$I_{б_1} := \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{б_1}} = 1.56$$

$$I_{б_2} := \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{б_2}} = 5.499$$

$$I_{б_3} := \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{б_3}} = 5.499$$

Определим пераметры элементов схемы замещения СЭС

Трансформатор Т1

$S_{ном1} := 63$ МВА $u_{к1\%} := 10.5$

$$x_{T_2} := \frac{u_{к1\%}}{100}\cdot\frac{S_б}{S_{ном1}} = 0.167$$

Трансформатор Т2

$S_{ном2} := 10$ МВА $u_{к2\%} := 10.5$

$$x_{T_2} := \frac{u_{к2\%}}{100}\cdot\frac{S_б}{S_{ном2}} = 1.05$$

Трансформатор Т3

$S_{ном3} := 2500$ МВА $u_{к3\%} := 5.5$

$\Delta P_k := 25$ $U_{ном} := 0.4$

$$r_{t.3} := \frac{\Delta P_k\cdot U_{ном}^{\ 2}\cdot 10^6}{S_{ном3}^{\ 2}} = 0.64$$

$$x_{t.3} := \left[\sqrt{\left(\frac{u_{к3\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{ном3}}\right)^2}\right]\cdot\frac{U_{ном}^{\ 2}\cdot 10^6}{S_{ном3}} = 3.461$$

Линии

Количество линий $i := 1..3$

W1 - воздушные линии 110 кВ

$x_{0_1} := 0.249$ Ом/км $r_{0_1} := 0.441$ Ом/км $l_{i} := 4.5$ км

W2 (ГПП-ТП1), W3(ГПП-РП2) - кабельные линии

$x_{0_2} := 0.204$ Ом/км $r_{0_2} := 0.387$ Ом/км $l_2 := 0.210$ км

$x_{0_3} := 0.204$ Ом/км $r_{0_3} := 0.387$ Ом/км $l_3 := 0.106$ км

$$x_{W_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_б \cdot l_i}{(U_{б_i})^2} \qquad r_{W_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_б \cdot l_i}{(U_{б_i})^2}$$

$$x_{W_i} = \begin{pmatrix} 0.082 \\ 0.039 \\ 0.02 \end{pmatrix} \qquad r_{W_i} = \begin{pmatrix} 0.145 \\ 0.074 \\ 0.037 \end{pmatrix}$$

Синхронный двигатель

$n_{дв} := 4$ $x_d := 0.2$ $S_{ндв} := 0.580$

$$x_{дв} := x_d \cdot \frac{S_б}{n_{дв} \cdot S_{ндв}} = 8.621$$

Суммарное сопротивление до точки К1

$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{W_1} = 0.082$

$R_{\Sigma_1} := r_{W_1} = 0.145$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если rΣ>xΣ/3, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_\Sigma(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Z_{\Sigma_1} := Z_\Sigma(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 0.166$

Ток кз в точке К1

$$I_{кзК_1} := \frac{I_{б_1}}{Z_{\Sigma_1}} = 9.373$$

Суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны СД до точки К2

$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{T_2} = 1.132$ $X_{СД\Sigma_2} := x_{дв} + x_{W_2} = 8.66$

$R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} = 0.145$ $R_{СД\Sigma_2} := r_{W_2} = 0.074$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если rΣ>xΣ/3, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R,X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_2} := Z_{\Sigma}\left(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}\right) = 1.132$$

$$Z_{СД_2} := Z_{\Sigma}\left(R_{СД\Sigma_2}, X_{СД\Sigma_2}\right) = 8.66$$

Ток кз в точке К2

$$I_{кзсК2} := \frac{I_{б_2}}{Z_{c_2}} = 4.858$$

$$I_{кзСДК2} := \frac{I_{б_2}}{Z_{СД_2}} = 0.635$$

Суммарный ток в точке К2

$$I_{кзК_2} := I_{кзсК2} + I_{кзСДК2} = 5.493$$

Определяем рзультирующие сопротивления до точки КЗ
Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результующие слпротивления до точки кз.

$$x_{экв_2} := \frac{X_{c\Sigma_2} \cdot X_{СД\Sigma_2}}{X_{c\Sigma_2} + X_{СД\Sigma_2}} = 1.001$$

$$i := 1..2$$

$$K_{p_1} := \frac{x_{экв_2}}{X_{c\Sigma_2}} = 0.884 \qquad K_{p_2} := \frac{x_{экв_2}}{X_{СД\Sigma_2}} = 0.116 \qquad K_{p_i} = \begin{pmatrix} 0.884 \\ 0.116 \end{pmatrix}$$

$$x_{рез_3} := x_{экв_2} + x_{W_3} = 1.021$$

$$x_{3\Sigma_i} := \frac{x_{рез_3}}{K_{p_i}} \qquad x_{3\Sigma_i} = \begin{pmatrix} 1.154 \\ 8.829 \end{pmatrix}$$

Определяем токи кз отдельно от системы и от СД

$$I_{кзсК3} := \frac{I_{б_2}}{x_{3\Sigma_1}} = 4.765 \qquad I_{кзСДК3} := \frac{I_{б_2}}{x_{3\Sigma_2}} = 0.625$$

Суммарный ток в точке К3

$I_{кзК_3} := I_{кзсК3} + I_{кзСДК3} = 5.387$

Определяем суммарное сопротивление отделтно от системы и от СД до точки К4

$X_{c\Sigma_4} := X_{c\Sigma_2} + x_{W_2} = 1.171$ $X_{СД\Sigma_4} := x_{дв} = 8.621$

$R_{c\Sigma_4} := r_{W_2} = 0.074$ $R_{СД\Sigma_4} := 0$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если rΣ>xΣ/3, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Z_{c_4} := Z_{\Sigma}\left(R_{c\Sigma_4}, X_{c\Sigma_4}\right) = 1.171$

$Z_{СД_4} := Z_{\Sigma}\left(R_{СД\Sigma_4}, X_{СД\Sigma_4}\right) = 8.621$

Ток кз в точке К4

$I_{кзсК4} := \frac{I_{б_2}}{Z_{c_4}} = 4.697$ $I_{кзСДК4} := \frac{I_{б_2}}{Z_{СД_4}} = 0.638$

Суммарный ток в точке К4

$I_{кзК_4} := I_{кзсК4} + I_{кзСДК4} = 5.335$

Для определния ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент в зависимости от отношения xΣ / rΣ

$i := 1..3$

$T_a(R, X) := \frac{X}{R}$

$T_{a_1} := T_a\left(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}\right) = 0.565$

Для определения ударных токов в точках кз, находим ударные коэффициенты [2, табл.3.3]

$K_{уд_1} := 1.09$

$K_{уд_2} := 1.8$ $K_{уд_3} := 1.8$ $K_{уд_4} := 1.8$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3 и К4

$i_{уд_1} := \sqrt{2} \cdot I_{кзК_1} \cdot K_{уд_1} = 14.449$ $i_{уд_3} := \sqrt{2} \cdot I_{кзК_3} \cdot K_{уд_3} = 13.714$

$i_{уд_2} := \sqrt{2} \cdot I_{кзК_2} \cdot K_{уд_2} = 13.983$ $i_{уд_4} := \sqrt{2} \cdot I_{кзК_4} \cdot K_{уд_4} = 13.58$

Расчет токов кз в именнованных единицах в электроустановках ниже 1000 В

$U_{ном} := 0.4$ кВ $S_{ном} := 2500$ кВА $u_{к\%} := 5.5$ % $\Delta P_k := 25$

Результирующее сопртивление до точки К5 в именнованных единицах

$$x_{рез30} := x_{рез_3} \cdot \frac{\left(U_{б_2}\right)^2}{S_б} = 1.125$$

Приведенное к базисному напряжению сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора составит

$$x_{рез30.4} := x_{рез30} \cdot \left(\frac{0.4}{10.5}\right)^2 \cdot 10^3 = 1.633$$

Определяем сомпротивление, Ом, цехового трансформатора

$$r_{цт} := \frac{\Delta P_k}{S_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot 10^6 = 0.64$$

$$x_{цт} := \sqrt{\left(\frac{u_{к\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot 10^6 = 3.461$$

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К5

$$x_{\Sigma K_5} := x_{рез30.4} + x_{цт} = 5.094$$

Суммарное активное сопртивление, мОм, кроме сопртивления цехового трансформатора должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопртивление, которое на шинах п/с составляет 15мОм:

$r_{доб} := 15$

$r_{\Sigma K_5} := r_{цт} + r_{доб} = 15.64$

Определяем ток кз в точке К5, кА

$$I_{кзK_5} := \frac{U_{ном} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(x_{\Sigma K_5}\right)^2 + \left(r_{\Sigma K_5}\right)^2}} = 14.04$$

Определим ударный коэффициент в зависимости от отношения xΣ / rΣ и рассчитаем ударный ток, кА, в точке К5.

$$T_{a_5} := \frac{x_{\Sigma K_5}}{r_{\Sigma K_5}} = 0.326$$

$$K_{уд_5} := 1.02$$

$$i_{уд_5} := \sqrt{2} \cdot I_{кзK_5} \cdot K_{уд_5} = 20.253$$

Результаты расчетов токов кз

$$i := 1 .. 5$$

$$I_{кзK_i} = \begin{pmatrix} 9.373 \\ 5.493 \\ 5.387 \\ 5.335 \\ 14.04 \end{pmatrix} \qquad K_{уд_i} = \begin{pmatrix} 1.09 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1.02 \end{pmatrix} \qquad i_{уд_i} = \begin{pmatrix} 14.449 \\ 13.983 \\ 13.714 \\ 13.58 \\ 20.253 \end{pmatrix}$$

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

Политехнический институт
Кафедра электроэнергетики

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
«15» 06 2022 г.

БАКАЛАВСКАЯ РАБОТА

Электроснабжение литейно-механического комбината

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Руководитель _____ 14.6.22 к.т.н., доцент А.С. Амузаде
подпись, дата должность, учёная степень инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ 14.6.22 А.С. Амузаде
подпись, дата инициалы, фамилия

Выпускник _____ 14.6.22. В.В. Никифоров
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Студенту Никифорову Валентину Вадимовичу

Группа ФЭ18-05Б (номер). Направление (специальность) 13.03.02.07 (код)

Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение (наименование, профиль)

Тема выпускной квалификационной работы:
Электроснабжение литейно-механического комбината
Утверждена приказом по университету №5937/с от 2022-04-20
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 комбината на рисунке 1;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам комбината в таблице1;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1150 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до комбината 4,5 км;
5. Комбинат работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Анализ исходных данных; 2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения; 3. Расчёт электрических нагрузок; 4. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 5. Проектирование системы внешнего электроснабжения; 6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 7. Расчет потерь мощности в трансформаторах; 8. Выбор кабельных линий; 9. Расчет токов короткого замыкания; 10. Выбор оборудования; 11. Расчет заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции; 12. Релейная защита силового трансформатора ТДНС–10000/35; 13. Электробезопасность; 14. Компенсация реактивной мощности в схеме электроснабжения литейно-механического комбината.

					БР–13.03.02.07		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Никифоров В.В.		14.06.22	Электроснабжение литейно-механического комбината	Лит. У	Лист 2 / Листов 129
Пров.		Амузаде А.С.		14.06.22			
Н. контр.						Кафедра электроэнергетики	
Утв.		Пантелеев В.И.		15.06.22			

Перечень графического материала 1. Генеральный план комбината с картограммой нагрузок; 2. Электрическая однолинейная схема электроснабжения комбината; 3. План и разрез главной понизительной подстанции; 4. Релейная защита трансформатора ТДНС 10000/35; 5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 6. Технико-экономические показатели схемы электроснабжения.

Руководитель ВКР _____ А.С. Амузаде
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ В.В. Никифоров
подпись инициалы и фамилия студента

«16» 02 2022 г.

					БР–13.03.02.07		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Никифоров В.В.		14.06.22	Электроснабжение литейно–механического комбината	Лит. У	Лист 3 / Листов 129
Пров.		Амузаде А.С.		14.06.22			
Н.Контр.						Кафедра электроэнергетики	
Утв.		Пантелеев В.И.		15.06.22			

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Политехнический институт

ОТЗЫВ
руководителя о бакалаврской работе
студента *факультета энергетики*
группы ФЭ18-05Б

Никифорова Валентина Вадимовича
(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 комбината. Произведен расчет электрических нагрузок и мощности печных трансформаторов, выбор центра электрических нагрузок, технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения и выбор схемы электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, выбор линий электропередач, расчет компенсирующих устройств, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, расчет заземления и грозозащиты подстанции, рассмотрены вопросы электробезопасности, а также произведен расчет релейной защиты трансформатора ГПП, спецвопрос на тему «Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия».

3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

1) Отсутствует графическая часть по спецвопросу на тему «Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия».

Проект заслуживает оценки «отлично»,

а его автор — присвоения квалификации бакалавр по профилю подготовки Электроснабжение.

17.06.22г. [signature]