

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

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

Бакалаврская работа
наименование ВКР
«Электроснабжение пивоваренного завода»
тема (вариант)
13.03.02.07, Электроснабжение
Код и наименование специальности

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

Выпускник _____
подпись, дата _____
В.А. Селиванова
инициалы, фамилия

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

Красноярск 2022

Студенту Селивановой Виктории Андреевне

Группа ФЭ18-05Б. Направление(специальность) 13.03.02.07

номер

код

Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение

наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение пивоваренного завода

Утверждена приказом по университету №5937/с от 20.04.22

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР

1. Схема генерального плана фабрики;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;
3. Питание пивоваренного завода может быть осуществлено от генераторных шин ТЭЦ мощностью 400 МВт (4 турбогенератора по 100 МВт) с напряжением на шинах 10,5 кВ и с подстанции энергосистемы 35/10,5 кВ. Мощность КЗ на шинах 10,5 кВ ТЭЦ равна 500 МВА.;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 5,2 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Краткое описание технологического процесса; 2. Расчёт электрических нагрузок; 3. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 4. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия; 5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения; 6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 7. Выбор кабельных линий; 8. Расчет токов короткого замыкания; 9. Выбор оборудования; 10. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции; 11. Релейная защита силового трансформатора ТМН-4000/35; 12. Электробезопасность; 13. Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС.

Из	Лис	Лю	Полдн	Лэт	ДП-13.03.02.07		
Разра	Селиванов				Лит	Лист	Листор
Пров	Амузаде				у	2	100
ЦКонт							
Упр	Пантелеев						
					Электроснабжение	пивоваренного	Кафедра ЭЭ

Перечень графического материала 1. Генеральный план фабрики с картограммой нагрузок; 2. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 3. План и разрез главной понизительной подстанции; 4. Релейная защита трансформатора ТМН 4000/35; 5. Схема подключения фильтра к нелинейной нагрузке; 6. Технико-экономические показатели схемы электроснабжения.

Руководитель ВКР

подпись

А.С. Амузаде

ициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

В.А. Селиванова

ициалы и фамилия студента

« » 2022 г.

Из	Лис	№	Подп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
2

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение пивоваренного завода» содержит 100 страниц текстового документа, 21 таблицу, 57 использованных источников, 6 листов графического материала.

Проектирование и расчет ведется для шарикоподшипникового завода.

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 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.

Из	Лис	№	Поллп	Лэт

ДП-13.03.02.07

Лис
4

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. Краткое описание технологического процесса.....	8
1.1 Определение категории цехов по надежности электроснабжения	10
2. Расчт электрических нагрузок	12
2.1 Определение расчтных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	12
2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом	13
3. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП.	
Построение картограммы нагрузок	15
4. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	17
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	17
5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения	21
5.1.1 Расчет капитальных затрат на сооружение ЛЭП 35 кВ и подстанции 35/10 (1-й вариант)	23
5.1.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения	27
5.1.3 Расчет приведенных затрат	28
5.2.1 Расчет капитальных затрат на сооружение ЛЭП 110 кВ и подстанции 110/10 (2-й вариант)	29
5.2.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения	32
5.2.3 Расчет приведенных затрат	33
6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	34
7. Выбор кабельных линий.....	37
8. Расчет токов короткого замыкания	38
9. Выбор оборудования.....	40
9.1 Выбора выключателей и разъединителей.....	40
9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН в цепи трансформатора ТМН-4000/35.....	40
9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТМН-4000/35.....	42
9.1.3 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП	43
9.1.4 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи кабельных линий	44
9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	45
9.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)	45
9.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)	50
9.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	53
9.4 Выбор токоведущих частей.....	54
9.4.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН	54
9.4.2 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне НН.....	55

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
5

9.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	56
9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	58
9.7 Выбор плавких предохранителей	58
9.8 Выбор изоляторов	60
9.8.1 Выбор опорных изоляторов на стороне ВН и НН	60
9.8.2 Выбор проходных изоляторов	61
9.9 Выбор автоматических воздушных выключателей.....	61
10. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции	62
10.1 Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции	62
10.2 Расчет молниезащиты ГПП.....	64
11. Релейная защита силового трансформатора ТМН-4000/35	66
11.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ.....	67
11.2 Защита от многофазных коротких замыканий.....	68
11.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ.....	69
11.4 Защита от технологических перегрузок	69
11.5 Защита от понижения напряжения.....	70
12. Электробезопасность	70
13. Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС	71
13.1 Влияние гармоник на элементы электрической системы	73
13.2 Методы подавления высших гармоник	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ А	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ В	89

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества.

В дипломном проекте идёт процесс оптимизации параметров системы путем правильного выбора питающих напряжений, определения электрических нагрузок и требования к бесперебойности электроснабжения, выбора числа и мощности трансформаторов, выбор оборудования 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.

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
7

1. Краткое описание технологического процесса

В данном проекте рассматривается электроснабжение пивоваренного завода. Процесс пивоварения включает в себя следующие стадии:

1. Приготовление сусла. Вначале ячменный солод дробят, из которого получается солодовый помол. Его смешивают с водой. Этот процесс называется «затиранием», а полученная смесь – затором. При добавлении воды ферменты ячменя начинают расщеплять крахмал на солодовый сахар. Для ускорения ферментации пивовары нагревают затор до температуры 76°C.

Далее готовое сусло фильтруют.

2. Варка сусла. Полученное на предыдущем этапе сусло нагревают, доводят до кипения и добавляют хмель. Варка сусла занимает 2-3 часа. Далее сваренное сусло фильтруют от остатков хмеля и дают отстояться.

3. Брожение. Чистое сусло поступает через трубы на дно бродильных чанов, называемых цилиндроконическими танками. После того как жидкость остынет до нужной температуры, в чан добавляют дрожжи. Для пива верхового брожения перед добавлением дрожжей сусло охлаждают до 18-22°C, для пива низового брожения – до 5-10°C.

В ходе брожения выделяется много тепла, поэтому сусло нуждается в постоянном охлаждении, температура должна быть стабильной.

4. Созревание. На предыдущих этапах получилось молодое нефильтрованное пиво, требующее дальнейшего созревания (не касается пшеничных сортов). Для созревания используются большие емкости из нержавеющей стали, а сам процесс длится от нескольких недель до четырех месяцев.

Во время созревания нужно поддерживать стабильную температуру и давление в емкостях, колебания недопустимы.

5. Фильтрация. После созревания пиво проходит еще одну фильтрацию двумя разными фильтрами, предназначенными для очистки от крупных и мелких частиц. После этого пенный напиток становится абсолютно прозрачным и готовым к розливу.

6. Розлив. На заключительном этапе производства пиво переливают в тару разных видов. Перед розливом бутылки, кеги или бочонки все емкости моют, затем удаляют попавший внутрь воздух. [1]

Также к питанию подключены субподрядчики, находящиеся в соседстве с пивоваренным заводом. Их описание представлено в таблице 1.

Из	Лис	№	Полп	Лэт

ДП-13.03.02.07

Лис
8

Таблица 1 – Содержание производственных процессов предприятия.[2]

№	Наименование цеха	Расшифровка	Описание
1	Снабсбыт	Управление снабжения и сбыта.	Основная задача управления сбытом на предприятии заключается в обеспечении своевременного и наиболее полного выполнения плана по реализации продукции в соответствии с заключенными договорами.
2	ПМК-13	Компания ООО «ПМК 13» - Производство Металлических Конструкций.	ПМК 13 занимается изготовлением и производством различных металлоконструкций, разработка чертежей и монтажом.
3	АТК-4	ООО «Автотранспортная компания-4».	Основным видом деятельности является: «Добыча гравия, песка и глины».
4	УМ-19	Офис управление механизации №19, транспортная компания.	Компания специализируется на перевозке грузов специализированными автотранспортными средствами.
5	УПТК	Офис управление производственно-технологической комплектации.	УПТК - структурная часть системы комплектации и предназначено для объединения функций получения и хранения материалов, доработки (или переработки) и комплексной поставки их на объекты.
6	ПМК-2	Петербургская мебельная компания.	Компания занимается производством и продажей мебели.
7	СМП-159	Офис строительно-монтажного предприятия.	В офисе проходят консультации и заключении сделок на строительные и монтажные работы.
8	МК-61	Компания Медиа-Ключ.	Деятельность компании направлена на консультации и создание программ развития по вопросам организации бизнеса.

Продолжение таблицы 1

9	Вторцветмет	Компания по приёму цветных металлов.	Предприятие «Вторцветмет» осуществляет покупку лома, переработку металлолома. Специализация компании - переработка лома металлов, отходы кабеля и прочие сложные лома цветных металлов, а также демонтаж кабеля.
10	ГАПТ	Государственная администрация промышленности и торговли.	Органы государственного управления в области промышленности и торговли.
11	Росбакалея	Республиканская контора оптовой торговли бакалейными товарами.	Деятельность агентов по оптовой торговле текстильным сырьем и полуфабрикатами.
12	Сельхозтех.	Офис ООО «Сельхозтех».	Выращивание однолетних культур.
13	Пивзавод	Пивоваренный завод.	-
14	АТБ	Азиатско-Тихоокеанский банк.	Основная деятельность: кредитование населения и бизнеса; привлечение денег граждан во вклады и т.д.
15	РМЗ	Ремонтно-механический завод.	Производство промышленного ремонтного оборудования.

1.1 Определение категории цехов по надежности электроснабжения

Для выбора схемы электроснабжения рассматриваемого предприятия, выбора электрооборудования и выполнения сопутствующих расчетов необходимо владеть информацией о категорийности приемников каждого цеха и категории производственного или складского помещения. [3]

Пив завод, РМЗ, МК-61 и ПМК-2 отнесён к II категории, при перерыве электроснабжения, которых приведет к недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов.

Остальные отнесены к III категории.

Из	Лис	№	Поллп	Лэт

ДП-13.03.02.07

Лис
10

1.2 Краткая характеристика среды производственных помещений

Производственное помещение – замкнутые пространства в специально предназначенных зданиях и сооружениях, в которых постоянно (по сменам) или периодически (в течение рабочего дня) осуществляется трудовая деятельность людей. [4]

Среда производственных помещений характеризуется состоянием воздушной среды (влажность, температура, скорость движения воздушных струй, загазованностью, запыленностью), освещенностью в разное время суток, уровнем шумов, уровнем вибрации. Задание предусматривает выбор категорий пожароопасности и взрывоопасности цехов. [3]

Соответствующие категории и классы для каждого цеха сведены в таблицу 2. [3, гл. 7.3-7.4], [5]

Таблица 2- Характеристика производственных цехов

№	Наименование цеха	Категории электроприемников	В зависимости от производственных факторов	Взрывоопасная зона	Пожароопасная зона
1	Снабсбыт	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
2	ПМК-13	III	Нормальное помещение	B-IIa	П-II
3	АТК-4	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
4	УМ-19	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
5	УПТК	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
6	ПМК-2	II	Нормальное помещение	B-II	П-IIa
7	СМП-159	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
8	МК-61	II	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
9	Вторцветмет	III	Нормальное помещение	B-IIa	П-II
10	ГАПТ	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
11	Росбакалея	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
12	Сельхозтех.	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
13	Пивзавод	II	Нормальное помещение	B-IIa	П-II
14	АТБ	III	Нормальное помещение	B-IV	П-IIa
15	РМЗ	II	Жаркое помещение	B-IIa	П-II

2. Расчёт электрических нагрузок

2.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

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

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

$$P_p = K_c \cdot P_h, \quad (2.1)$$

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

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

K_c – средний коэффициент спроса [6, табл 1.6];

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, характерный для приемников данного цеха, равный:

$$\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{tg}(\arccos\varphi), \quad (2.3)$$

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

$$P_{po} = P_{ho} \cdot K_{co}, \quad (2.4)$$

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

K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [6, табл 1.10];

Величина P_{ho} определяется по следующей формуле, кВт,

$$P_{ho} = P_{ydo} \cdot F, \quad (2.5)$$

где P_{ydo} – удельная нагрузка на единицу площади пола цеха, кВт/м² [6, табл 2.4];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м².

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

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.6)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
12

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света, принимаемый по справочным данным [6, табл 2.5].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха определяется по следующей формуле [7], кВ·А,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.7)$$

2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

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

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 5707,085 = 114,141 \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 5707,085 = 570,708 \text{ квар} \quad (2.9)$$

где S_p – суммарная расчетная мощность силовой и осветительной нагрузки, равная 5707,085 кВА.

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

$$\begin{aligned} Q_{\text{ку}} &= Q_{p0.4} + Q_{p10} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_e = \\ &= 3402,496 + 0 - 1145,476 = 2257,02 \text{ квар} \end{aligned} \quad (2.10)$$

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

$\Delta Q_{\text{цт}}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, определенные по формуле (2.12), квар.

Q_e – экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в период максимальных нагрузок, квар, определена по формуле:

$$Q_e = k \cdot P_p = 0,29 \cdot 4581,904 = 1145,476 \text{ квар} \quad (2.11)$$

где $K_\alpha = 0,29$ – коэффициент зависящий от напряжения питающих линий[7]; P_p – суммарная расчетная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 6-10 кВ соответственно, кВт.

Нескомпенсированная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП:

$$\begin{aligned} Q_{10} &= (Q_{p0.4} + Q_{p10}) \cdot K_{\text{рм}} + Q_{p0} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{ку}} = \\ &= (3402,496 + 0) \cdot 0,95 + 105,455 + 570,708 - 2257,02 = 1651,51 \text{ квар} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Из	Лис	Лю	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
13

где K_{pm} – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки.

В качестве устройств компенсации реактивной мощности принимаются батареи статических конденсаторов.

Тогда потери активной мощности в них:

$$\Delta P_{ky} = P_{yd} \cdot Q_{ky} = 0,002 \cdot 2257,02 = 4,51 \text{ кВт} \quad (2.13)$$

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

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

$$\begin{aligned} P_{10} &= (P_{po,4} + P_{p10}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{ct} + \Delta P_{ky} = \\ &= (4261,065 + 0) \cdot 0,95 + 320,839 + 114,141 + 4,51 = 4487,502 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.14)$$

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

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

$$S'_p = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2} = \sqrt{4487,502^2 + 1651,51^2} = 4781,753 \text{ кВА} \quad (2.18)$$

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

$$\Delta P'_m = 0,02 \cdot S'_p = 0,02 \cdot 28548,065 = 95,635 \text{ кВт} \quad (2.15)$$

$$\Delta Q'_m = 0,1 \cdot S'_p = 0,1 \cdot 28548,065 = 478,176 \text{ квар} \quad (2.16)$$

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

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_{10} + \Delta P'_m)^2 + (Q_{10} + \Delta Q'_m)^2} = \\ &= \sqrt{(4487,502 + 95,635)^2 + (1651,51 + 478,176)^2} = 5053,609 \text{ кВА} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

3. 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 [7]:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (3.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}. \quad (3.2)$$

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,

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m \quad (3.3)$$

Из этого выражения радиус окружности

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (3.4)$$

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

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}} \quad (3.5)$$

где P_p – активная расчетная нагрузка, кВт;

P_{po} – осветительные нагрузки цехов, кВт.

Все результаты расчетов сведены в таблицу 3.

Из	Лис	№	Поллп	Лэт

ДП-13.03.02.07

Лис
15

Таблица 3 – Определение цеха электрических нагрузок активной мощности

№ цеха	Наименование	P _p +P _{po} , кВт	P _{po} , кВт	r, мм	α, град	x, м	y, м	(P _p +P _{po})x, кВт·м	(P _p +P _{po})y, кВт·м
Потребители 0,4 кВ									
1	Снабсбыт	37,061	19,421	6,87	188,65	108	172	4002,57	6374,46
2	ПМК-13	159,787	1,987	14,27	4,48	95	165	15179,78	26364,89
3	АТК-4	265,151	31,151	18,38	42,29	66	145	17499,95	38446,87
4	УМ-19	74,587	40,377	9,75	194,88	32	143	2386,77	10665,90
5	УПТК	184,281	11,781	15,32	23,01	25	87	4607,03	16032,45
6	ПМК-2	241,742	29,192	17,55	43,47	57	87	13779,32	21031,59
7	СМП-159	75,910	16,830	9,83	79,82	132	19	10020,12	1442,29
8	МК-61	200,671	41,371	15,99	74,22	109	113	21873,16	22675,85
9	Вторцветмет	361,016	5,216	21,45	5,20	153	73	55235,51	26354,20
10	ГАПТ	209,481	35,481	16,34	60,97	185	111	38753,93	23252,36
11	Росбакалея	172,881	8,381	14,84	17,45	169	70	29216,86	12101,66
12	Сельхозтех.	50,374	9,984	8,01	71,35	204	85	10276,30	4281,79
13	Пивзавод	1118,407	25,637	37,75	8,25	209	178	233746,96	199076,36
14	АТБ	389,722	12,322	22,28	11,38	259	182	100937,89	70929,33
15	РМЗ	1040,834	31,709	36,41	10,97	160	172	166533,48	179023,49
Итого:		3463,498						490302,66	458977,10

Координаты их центра соответственно:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{490302,66}{3463,498} = 141,56 \text{ м} \quad (3.6)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{458977,10}{3463,498} = 132,52 \text{ м} \quad (3.7)$$

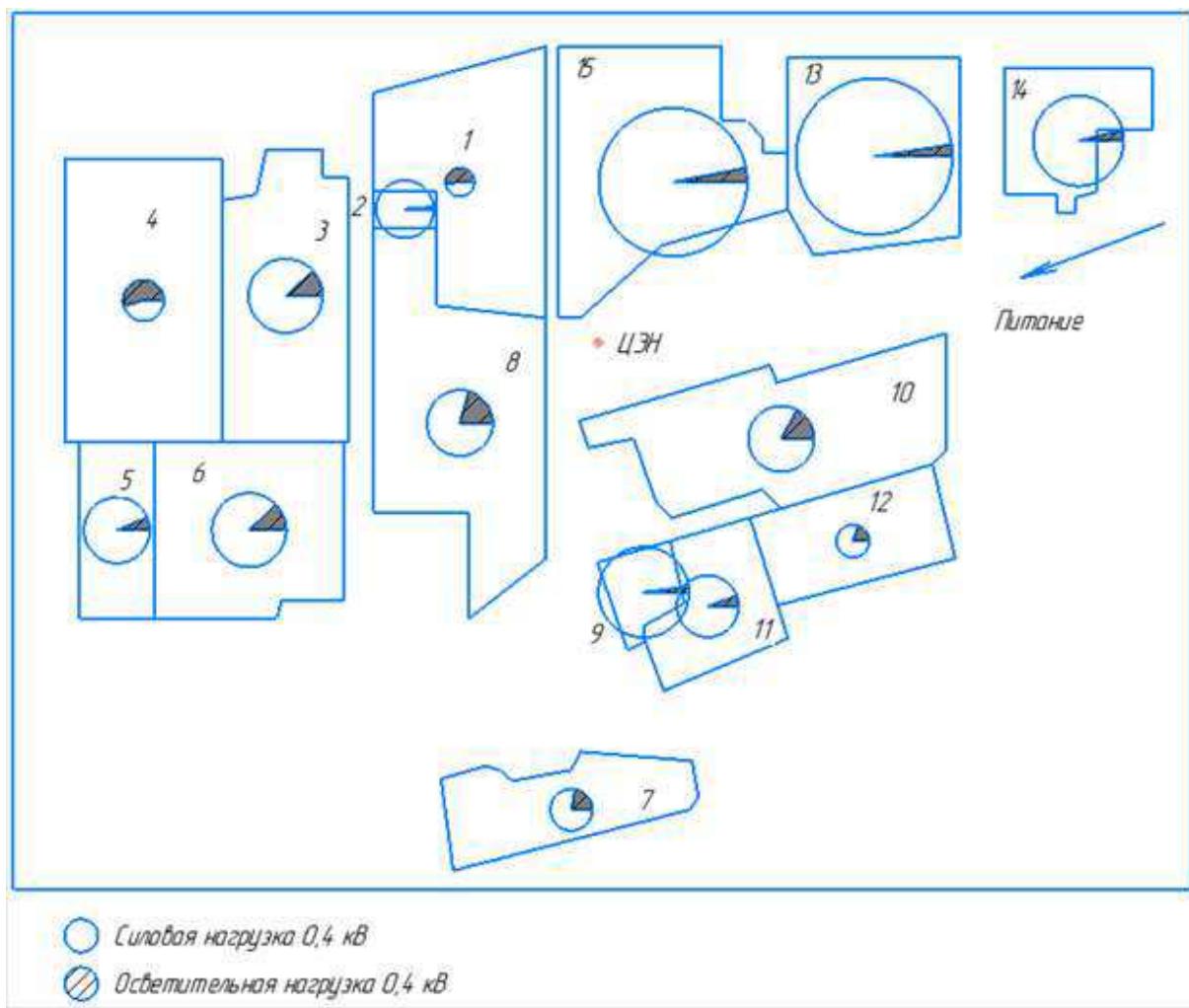


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

4. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

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

Нестандартное напряжение электроснабжения, кВ,

$$U_{\text{раст}} = 4,34\sqrt{l + 16P} = 4,34\sqrt{5,2 + 16 \cdot 4,488} = 38,085 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

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.

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Из	Лис	№	Поллп	Лат

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При выходе из строя одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора. При этом часть неответственных потребителей может быть отключена с целью снижения нагрузки трансформатора. [3]

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

Воспользуемся суточным графиком нагрузки предприятия из справочных материалов. [6]

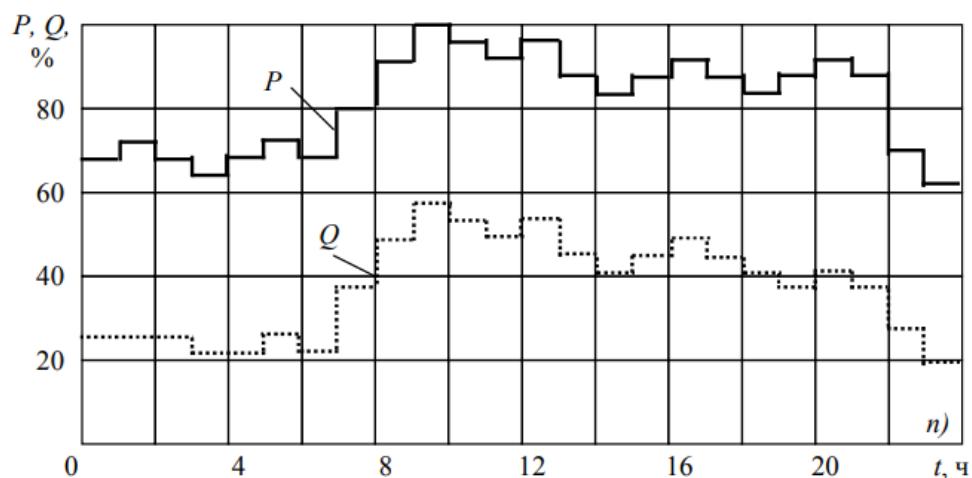


Рисунок 4 – График нагрузки предприятия

Выбираем предварительно мощность трансформатора по традиционной формуле, кВА:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n \cdot k_3} = \frac{5053,609}{2 \cdot 0,7} = 3609,721, \quad (4.2)$$

где $k_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме [3], n - число трансформаторов[3], $S_{\text{рВН}}$ - Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП по формуле (2.21).

Предварительно выбираем трансформаторы ТМН-6300/35 и ТМН-6300/110 (табл. 4) [8], [9].

Из	Лис	№	Полп	Лет

Таблица 4 – Каталожные данные трансформаторов ТМН-6300/35 и ТМН-6300/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	Холостого хода	Короткого замыкания		
ТМН-4000/10,5	4000	10,	11	3,85	33,5	7,5	0,3
ТМН-4000/110	4000	115	11	5	35	10,5	0,2

Определяем номинальный ток $I_{\text{ном.т}}$ трансформатора в нормальном и ток трансформатора в аварийном режиме $I_{\text{ном.т.ав}}$, А

$$I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.т}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95, \quad (4.3)$$

$$I_{\text{ном.т.ав}} = \frac{S_{\text{ном.т}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.т}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 11} = 293,92. \quad (4.4)$$

По графику нагрузки определяем ступени средних значений нагрузок волях номинального тока и их длительность, ч.

$$\begin{aligned} a_1 &= 0,7; & t_1 &= 1; \\ a_2 &= 0,75; & t_2 &= 1; \\ a_3 &= 0,7; & t_3 &= 1; \\ a_4 &= 0,65; & t_4 &= 1; \\ a_5 &= 0,7; & t_5 &= 1; \\ a_6 &= 0,75; & t_6 &= 1; \\ a_7 &= 0,7; & t_7 &= 1; \\ a_8 &= 0,8; & t_8 &= 1; \\ a_9 &= 0,9; & t_9 &= 1; \\ a_{10} &= 1; & t_{10} &= 1; \\ a_{11} &= 0,95; & t_{11} &= 1; \\ a_{12} &= 0,9; & t_{12} &= 1; \\ a_{13} &= 0,95; & t_{13} &= 1; \\ a_{14} &= 0,87; & t_{14} &= 1; \\ a_{15} &= 0,85; & t_{15} &= 1; \\ a_{16} &= 0,87; & t_{16} &= 1; \\ a_{17} &= 0,9; & t_{17} &= 1; \\ a_{18} &= 0,87; & t_{18} &= 1; \\ a_{19} &= 0,85; & t_{19} &= 1; \end{aligned}$$

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
19

$$\begin{aligned} a_{20} &= 0,87; & t_{20} &= 1; \\ a_{21} &= 0,9; & t_{21} &= 1; \\ a_{22} &= 0,87; & t_{22} &= 1; \\ a_{23} &= 0,75; & t_{23} &= 1; \\ a_{24} &= 0,62; & t_{24} &= 1; \end{aligned}$$

Эквивалентный максимум нагрузки, А,

$$I_{\text{экв.}(max)} = I_{\text{ном.тав}} \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (4.5)$$

$$I_{\text{экв.}(max)} = 293,92 \sqrt{\frac{0,7^2 * 1 + 0,75^2 * 1 + 0,7^2 * 1 + \dots + 0,62^2 * 1}{24}} = 248,67.$$

Ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока и их длительность за время 9 ч, предшествующее началу максимума нагрузки:

$$\begin{aligned} a_1 &= 0,7; & t_1 &= 1; \\ a_2 &= 0,75; & t_2 &= 1; \\ a_3 &= 0,7; & t_3 &= 1; \\ a_4 &= 0,65; & t_4 &= 1; \\ a_5 &= 0,7; & t_5 &= 1; \\ a_6 &= 0,75; & t_6 &= 1; \\ a_7 &= 0,7; & t_7 &= 1; \\ a_8 &= 0,8; & t_8 &= 1; \\ a_9 &= 0,9; & t_9 &= 1; \end{aligned}$$

Эквивалентная начальная нагрузка, определяемая за время 9 ч, предшествующее началу максимума нагрузки, А

$$I_{\text{экв.н}} = 209,95 \sqrt{\frac{0,7^2 * 1 + 0,75^2 * 1 + \dots + 0,9^2 * 1 + 0,9^2 * 1}{9}} = 245,41 \quad (4.6)$$

Коэффициент превышения нагрузки, о.е.,

$$k_{\text{п.н.}} = \frac{I_{\text{экв.}(max)}}{I_{\text{ном.т}}} = \frac{248,67}{209,95} = 1,18. \quad (4.7)$$

Коэффициент начальной нагрузки, о.е.

$$k_{\text{н.н.}} = \frac{I_{\text{экв.н}}}{I_{\text{ном.т}}} = \frac{155,82}{209,95} = 0,74. \quad (4.8)$$

Из	Лис	№	Полл	Лет

Мощность трансформаторов двухтрансформаторной подстанции пивоваренного завода, кВА,

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{п.н.}}} \geq \frac{5053,609 \cdot 0,85}{1,15} = 3735,276. \quad (4.9)$$

где $S_{\text{max}} = S_{\text{pBH}}$ – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пяти лет, $k_{1-2} = 0,75-0,85$ – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий.

Условие выполняется, следовательно, предварительно выбранные трансформаторы могут быть установлены на ГПП.

Выбираем трансформаторы ТМН 4000/35 и ТМН-4000/110.

5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения

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

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

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

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

Из	Лис	№	Поллп	Лет

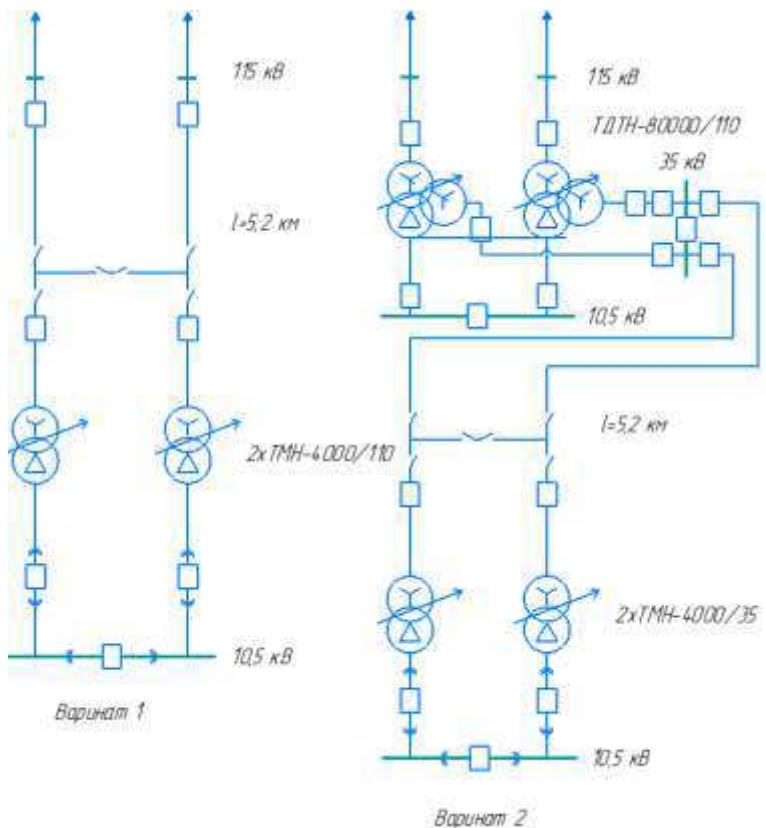


Рисунок 5 – Варианты схем внешнего электроснабжения

Схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых двухтрансформаторных подстанций. [10] 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. [11]

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

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

$$Z = E_n \cdot K + I + U \quad (5.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений. Методики расчёта представлены в [7,11].

Из	Лис	№	Поллп	Лет

5.1.1 Расчет капитальных затрат на сооружение ЛЭП 35 кВ и подстанции 35/10 (1-й вариант)

а) выбор сечения ЛЭП

Расчетный ток линии, А,

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_h} = \frac{5053,609}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 41,68, \quad (5.2)$$

где n – количество цепей воздушной линии, шт.

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

$$I_{pmax} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_h} = \frac{5053,609}{\sqrt{3} \cdot 35} = 83,36 \quad (5.3)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм²,

$$F_e = \frac{I_p}{j_e} = \frac{41,68}{1,3} = 32,06, \quad (5.4)$$

где j_e – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²,
принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума
нагрузки $T_{max} = 1500$ ч. [12]

Принимаем ближайшее стандартное сечение $S_{ct} = 35$ мм², провод марки АС-35 с $I_{dop} = 175$ А и $r_0 = 0,85$ Ом/км.[3,13]

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$\begin{aligned} I_{dop} &\geq I_{pmax}; \\ 175 &\geq 83,36. \end{aligned}$$

б) Выбор выключателей

Предварительно выбираем головные выключатели и выключатели, установленные на ГПП.

Условия выбора выключателей достаточные для выполнения ТЭР:

$$\begin{aligned} U_{h.b} &\geq U_h, \\ I_{h.b} &\geq I_{rab.max}, \end{aligned}$$

Известно, что $U_h = 35$ кВ, $I_{rab.max} = 83,36$ А и $U_h = 10$ кВ,

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
23

$$I_{\text{рабmax}} = \frac{I_{\text{рабmax}} \cdot U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{83,36 \cdot 35}{10} = 291,76 \text{ А} \quad (5.5)$$

Предварительно выбираем выключатели типа ВГБЭ-35 с номинальными данными $U_{\text{н.в}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{н.в}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{откл.в}} = 12,5 \text{ кА}$ [14].

Выполним проверку условий:

$$\begin{aligned} 10 &\geq 10, \\ 630 &\geq 291,76. \end{aligned}$$

И ВВМ-СЭЩ-10 с номинальными данными $U_{\text{н.в}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{н.в}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{откл.в}} = 20 \text{ кА}$ [15].

Выполним проверку условий:

$$\begin{aligned} 10 &\geq 10, \\ 1000 &\geq 291,76. \end{aligned}$$

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

$$K_{\text{л35}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F_{\text{л}} = 8,7 + 214 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 + 36 \cdot 35 = \\ = 1530,85, \quad (5.6)$$

где $A_{\text{л}}$, $B_{\text{л}}$, $C_{\text{л}}$ – коэффициенты аппроксимации [17] для железобетонных опор.

Капитальные затраты на две одноцепные ЛЭП, тыс.руб,

$$K_{\text{пл}\Sigma} = K_{\text{л35}} \cdot n \cdot l = 1530,85 \cdot 1 \cdot 5,2 = 7960,42. \quad (5.7)$$

г) Расчет капитальных затрат на подстанцию

Определяем стоимость элементов, находящихся на ТП:

Стоимость 1 трансформатора 35/10 кВ, мощностью 4000 кВА, тыс. руб,

$$K_{\text{T35}} = A_{\text{T}} + B_{\text{T}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{T}} S_{\text{ном.т}} = 20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 + 0,886 \cdot 4 = \\ = 25,33, \quad (5.8)$$

Стоимость 1 ячейки 35 кВ с выключателями, тыс.руб,

$$K_{\text{я35}} = A_{\text{я}} + B_{\text{я}} U_{\text{ном}}^2 = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 = 17,57. \quad (5.9)$$

Постоянные затраты, тыс.руб,

$$K_{\text{п35}} = A_{\text{п}} + B_{\text{п}} U_{\text{ном}}^2 = 50 + 13 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 = 65,92. \quad (5.10)$$

Суммарные затраты на п/ст по первому варианту (35 кВ), тыс.руб,

Из	Лис	Лю	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
24

$$K_{\text{пп}\Sigma 35} = (25,33 \cdot 2 + 17,57 \cdot 2 + 65,92) \cdot 170 = 71521,81, \quad (5.11)$$

где 170 – коэффициент удорожания (по сравнению с 1991 годом).

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

$$K_{\Sigma 1} = K_{\text{пл}\Sigma} + K_{\text{пп}} = 7960,42 + 71521,81 = 79482,23. \quad (5.12)$$

Суммарные ежегодные издержки определяются из условия, тыс. руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{t\Sigma} + I_{\vartheta\Sigma}. \quad (5.13)$$

Амортизационные отчисления, тыс. руб./год,

$$I_{a\Sigma} = I_{al} + I_{av} + I_{at}, \quad (5.14)$$

где I_{al} , I_{av} , I_{at} – амортизационные отчисления соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам.

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

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (5.15)$$

Норма амортизации p_a определяется с учётом срока полезного использования объекта $T_{\text{пп}}$,

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{пп}}}.$$

$$I_{a\Sigma 1} = 0,067 \cdot 7960,42 + 0,067 \cdot 17,57 + 0,05 \cdot 25,33 = 535,63. \quad (5.16)$$

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

$$I_{t\Sigma} = I_{tl} + I_{tv} + I_{tt}, \quad (5.17)$$

где I_{tl} , I_{tv} , I_{tt} – расходы на эксплуатацию и ремонт соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам.

Расходы по эксплуатации определяются по нормативным отчислениям $p_{\vartheta,p}$ в долях единицы от капиталовложений, тыс. руб./год,

$$I_t = p_{\vartheta,p} \cdot K. \quad (5.18)$$

$$I_{t\Sigma} = 0,026 \cdot 7960,42 + 0,059 \cdot 17,57 + 0,059 \cdot 25,33 = 209,36. \quad (5.19)$$

Из	Лис	Мо	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Стоимость потерь электроэнергии:

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P = R \cdot \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\Pi}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3 = \frac{0,85 \cdot 5,2}{2} \cdot \frac{5053,609^2}{35^2} \cdot 10^3 = 46,07. \quad (5.20)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l – длина линии, км;

n_{Π} – количество цепей;

S_p – расчетная мощность, МВ·А.

Время использования максимума потерь, ч:

$$\begin{aligned} \tau_{max} &= \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{1500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 657,67, \end{aligned} \quad (5.21)$$

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

Годовые потери энергии в линиях, кВт · ч/год,

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta P \cdot \tau_{max} = 46,07 \cdot 657,67 = 30301,54, \quad (5.22)$$

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

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_B + \frac{1}{n} \Delta P_{kz} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{HT}}\right)^2 \cdot \tau_{max} = \\ &= 2 \cdot 5,6 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{5053,609}{4000}\right)^2 \cdot 657,67 = 98129,58 \end{aligned} \quad (5.23)$$

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

$$\begin{aligned} I_{\Sigma} &= I_{\vartheta} \cdot \Delta W_{\Sigma} = I_{\vartheta} \cdot (\Delta W_T + \Delta W_{\Pi}) \cdot 10^{-3} = \\ &= 2,574 \cdot (30301,54 + 98129,58) \cdot 10^{-3} = 366,36, \end{aligned} \quad (5.24)$$

где I_{ϑ} – тариф на электроэнергию на сайте ПАО «Красноярскэнергосбыт»[16] для 35 кВ.

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{T\Sigma} + I_{\vartheta\Sigma} = 535,63 + 209,36 + 366,36 = 1111,35. \quad (5.25)$$

Из	Лис	Но	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
26

5.1.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Составим схему для расчета надежности:

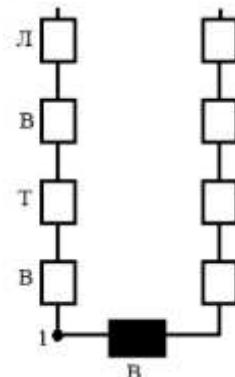


Рисунок 6 - Структурная схема для расчета ущерба

Так как секционный выключатель в нормальном режиме отключен, то схема будет выглядеть как на рис. 5.

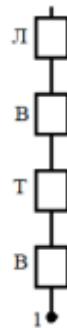


Рисунок 7 – Упрощенная структурная схема для расчета ущерба

Из [11]:

Для линий 35 кВ:

$$\omega_L = 0,8 \text{ отказ/год}; T_{LW} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ}.$$

Для выключателей 35 кВ:

$$\omega_{VL35} = 0,004 \text{ отказ/год}; T_{VW} = 40 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ}.$$

Для трансформаторов:

$$\omega_T = 0,012 \text{ отказ/год}; T_{TW} = 70 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ}.$$

Для выключателей 10 кВ:

$$\omega_{V10} = 0,003 \text{ отказ/год}; T_{VW} = 20 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ}.$$

Коэффициент вынужденного простоя для ЛЭП-35 кВ:

$$K_{VL35} = \omega_{VL35} T_{VL35} = 0,08 \cdot \frac{5,2}{100} \cdot 10 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,047 \cdot 10^{-3}. \quad (5.25)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 35 кВ:

Из	Лис	№	Поллп	Лет

$$K_{B35} = \omega_{B35} T_{B35} = 0,004 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,018 \cdot 10^{-3}. \quad (5.26)$$

Коэффициент вынужденного простоя для трансформаторов 35 кВ:

$$K_{T35} = \omega_{T35} T_{T35} = 0,012 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,096 \cdot 10^{-3}. \quad (5.27)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 10 кВ:

$$K_{B10} = \omega_{B10} T_{B10} = 0,003 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,0068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.28)$$

Параметр потока отказов при последовательном соединении элементов

$$\begin{aligned} \omega_I &= \omega_{B35} K_{B35} + \omega_{B35} K_{B35} + \omega_{T35} K_{T35} + \omega_{B10} K_{B10} = \\ &= 0,8 \cdot 0,047 \cdot 10^{-3} + 0,004 \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} + 0,012 \cdot 0,096 \cdot 10^{-3} + \\ &+ 0,004 \cdot 0,0068 \cdot 10^{-3} = 0,039 \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Недоотпуск энергии при аварийныхстоях, кВт·ч,

$$\begin{aligned} W_{\text{п.э.}I} &= \sum_{z=1}^Z P_z k_{oz} \tau_{nz} = 0,039 \cdot 10^{-3} \cdot 4487,502 \cdot (10 + 40 + 70 + 20) = \\ &= 24,65. \end{aligned} \quad (5.30)$$

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.,

$$Y_I = y_0 \cdot W_{\text{п.э.}I} \cdot И_{\text{И.С.С.}} = 87 \cdot 3,14 \cdot 104,47 = 224,04, \quad (5.31)$$

где $y_0 = 87$ руб./кВт·ч (для пищевой промышленности)[6],

$И_{\text{И.С.С.}}$ - индекс изменения сметной стоимости. [18]

5.1.3 Расчет приведенных затрат

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

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
28

$$Z_{\Sigma 1} = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Y_{\Sigma} = 0,125 \cdot 79482,23 + 1111,35 + 224,04 = \\ = 11270,67, \quad (5.32)$$

где K_{Σ} – суммарные капитальные затраты, тыс. руб./год, I_{Σ} – суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год, Y_{Σ} – ущерб, тыс.руб, E_H - коэффициент дисконтирования, по ставке депозита Центробанка.

5.2.1 Расчет капитальных затрат на сооружение ЛЭП 110 кВ и подстанции 110/10 (2-й вариант)

а) выбор сечения ЛЭП

Расчетный ток линии, А,

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5053,609}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 13,26,$$

где n – количество цепей воздушной линии, шт;

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

$$I_{pmax} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5053,609}{\sqrt{3} \cdot 110} = 26,52. \quad (5.33)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм^2 ,

$$F_e = \frac{I_p}{j_e} = \frac{13,26}{1,3} = 10,27. \quad (5.34)$$

где j_e – нормированное значение экономической плотности тока, $\text{А}/\text{мм}^2$, принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки $T_{max} = 2000–3000$ ч. [13]

Принимаем ближайшее стандартное сечение $S_{ct} = 70 \text{ мм}^2$, провод марки АС-70 с $I_{dop} = 265 \text{ А}$ и $r_0=0,428 \text{ Ом}/\text{км}$.[3]

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{dop} \geq I_{pmax}; \\ 265 \geq 26,52.$$

б) Выбор выключателей

Предварительно выбираем головные выключатели и выключатели, установленные на ГПП.

Условия выбора выключателей достаточные для выполнения ТЭР:

$$U_{H,B} \geq U_H, \\ I_{H,B} \geq I_{\text{раб},max},$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
29

Известно, что $U_h = 110$ кВ, $I_{\text{раб. max}} = 26,52$ А и $U_h = 10$ кВ,

$$I_{\text{рабmax}} = \frac{I_{\text{рабmax}} \cdot U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{26,52 \cdot 110}{10} = 291,72 \text{ А.} \quad (5.35)$$

Предварительно выбираем выключатели типа ВГБ-110 с номинальными данными $U_{\text{н.в}} = 35$ кВ, $I_{\text{н.в}} = 630$ А, $I_{\text{откл.в}} = 12,5$ кА [14].

Выполним проверку условий:

$$\begin{aligned} 110 &\geq 110, \\ 630 &\geq 291,72. \end{aligned}$$

И ВВМ-СЭЩ-10 с номинальными данными $U_{\text{н.в}} = 10$ кВ, $I_{\text{н.в}} = 1000$ А, $I_{\text{откл.в}} = 20$ кА [15].

Выполним проверку условий:

$$\begin{aligned} 10 &\geq 10, \\ 1000 &\geq 291,72. \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} K_{\text{л110}} &= A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F_{\text{л}} = 11,04 + 255 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 + 29 \cdot 70 = \\ &= 5126,54. \end{aligned} \quad (5.36)$$

Капитальные затраты на две одноцепные ЛЭП, тыс.руб,

$$K_{\text{пл}\Sigma} = K_{\text{л110}} * n * l = 5126,54 \cdot 1 \cdot 5,2 = 26614,12. \quad (5.37)$$

г) Расчет капитальных затрат на подстанцию

Определяем стоимость элементов, находящихся на ТП:

Стоимость 1 трансформатора 110/10 кВ, мощностью 4000 кВА, тыс. руб,

$$\begin{aligned} K_{\text{т110}} &= A_{\text{т}} + B_{\text{т}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{т}} S_{\text{ном.т}} = 20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 + 0,886 \cdot 4 = \\ &= 40,85. \end{aligned} \quad (5.38)$$

Стоимость 1 ячейки 35 кВ с выключателями, тыс.руб,

$$K_{\text{я110}} = A_{\text{я}} + B_{\text{я}} U_{\text{ном}}^2 = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 40,41. \quad (5.39)$$

Постоянные затраты, тыс.руб,

$$K_{\text{п110}} = A_{\text{п}} + B_{\text{п}} U_{\text{ном}}^2 = 50 + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 207,3. \quad (5.40)$$

Суммарные затраты на п/ст по первому варианту (110 кВ), тыс.руб,

Из	Лис	№	Полпп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
20

$$K_{\text{пп}\Sigma 110} = (40,85 \cdot 2 + 40,41 * 20 + 207,3) * 170 = 100842,98, \quad (5.41)$$

где 170 – коэффициент удорожания (по сравнению с 1991 годом).
Суммарные капитальные затраты по 2 варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma 110} = K_{\text{пл}\Sigma} + K_{\text{пп}} = 26614,12 + 100842,98 = 127500,99. \quad (5.42)$$

Амортизационные отчисления тыс.руб./год,

$$I_{a\Sigma} = 0,067 \cdot 26614,12 + 0,067 \cdot 40,41 + 0,067 \cdot 40,85 = 1789,15. \quad (5.43)$$

Расходы по эксплуатации, тыс. руб./год,

$$I_{t\Sigma} = 0,008 \cdot 26614,12 + 0,059 \cdot 40,41 + 0,059 \cdot 40,85 = 696,42. \quad (5.44)$$

Стоимость потерь электроэнергии:

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P = R \cdot \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3 = \frac{0,428 \cdot 5,2}{2} \cdot \frac{5053,609^2}{110^2} \cdot 10^3 = 2,35. \quad (5.45)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

S_p – расчетная мощность, МВ·А.

Время использования максимума потерь, ч:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{1500}{10^4} \right) \cdot 8760 = 657,67 \quad (5.46)$$

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

Годовые потери энергии в линиях, кВт · ч/год,

$$\Delta W_L = \Delta P \cdot \tau_{max} = 2,35 \cdot 657,67 = 1544,69. \quad (5.47)$$

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

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

Из	Лис	Лю	Полп	Лет

$$= 2 \cdot 5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 35 \cdot \left(\frac{5053,609}{4000} \right)^2 \cdot 297,06 = 123490,74. \quad (5.48)$$

Годовые потери энергии кВт·ч/год,

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_T + \Delta W_L = 1544,69 + 123490,74 = 125035,42 \quad (5.49)$$

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

$$I_{\vartheta\Sigma} = I_{\vartheta} \cdot \Delta W_{\Sigma} = 3,752 \cdot 125035,42 = 469,13. \quad (5.50)$$

где I_{ϑ} – тариф на электроэнергию на сайте ПАО «Красноярскэнергосбыт» для 110 кВ.

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{T\Sigma} + I_{\vartheta\Sigma} = 1789,15 + 696,42 + 469,13 = 2954,7. \quad (5.51)$$

5.2.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Для линий 110 кВ:

$\omega_L = 1$ отказ/год; $T_{Lb} = 9 \cdot 10^{-3}$ год/отказ.

Для выключателей 110 кВ:

$\omega_B = 0,003$ отказ/год; $T_{Bb} = 20 \cdot 10^{-3}$ год/отказ.

Для трансформаторов 110/10:

$\omega_T = 0,017$ отказ/год; $T_{Tb} = 70 \cdot 10^{-3}$ год/отказ.

Для выключателей 10 кВ:

$\omega_B = 0,003$ отказ/год; $T_{Bb} = 20 \cdot 10^{-3}$ год/отказ.

Коэффициент вынужденногоостоя для ЛЭП-110 кВ:

$$K_{Bb110} = \omega_{Bb110} T_{Bb110} = 1 \cdot \frac{5,2}{100} \cdot 9 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,053 \cdot 10^{-3}. \quad (5.52)$$

Коэффициент вынужденногоостоя для выключателей 110 кВ:

$$K_{Bb110} = \omega_{Bb110} T_{Bb110} = 0,003 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,0068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.53)$$

Коэффициент вынужденногоостоя для трансформаторов 35 кВ:

$$K_{Tb35} = \omega_{Tb35} T_{Tb35} = 0,017 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,136 \cdot 10^{-3}. \quad (5.54)$$

Из	Лис	Лю	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
22

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 10 кВ:

$$K_{B10} = \omega_{B10} T_{B10} = 0,003 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,0068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.55)$$

Параметр потока отказов при последовательном соединении элементов

$$\begin{aligned} \omega_I &= \omega_{B110} K_{B110} + \omega_{B110} K_{B110} + \omega_{T110} K_{T110} + \omega_{B10} K_{B10} = \\ &= 1 \cdot 0,053 \cdot 10^{-3} + 0,003 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3} + 0,017 \cdot 0,14 \cdot 10^{-3} + \\ &+ 0,003 \cdot 0,068 \cdot 10^{-3} = 0,056 \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (5.56)$$

Недоотпуск энергии при аварийныхстоях, кВт·ч,

$$\begin{aligned} W_{\text{п.э.}I} &= \sum_{z=1}^Z P_z k_{oz} \tau_{nz} = 0,056 \cdot 10^{-3} \cdot 4487,502 \cdot (9 + 20 + 70 + 20) = \\ &= 29,78. \end{aligned} \quad (5.57)$$

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.,

$$Y_I = y_0 \cdot W_{\text{п.э.}I} = 87 \cdot 29,78 \cdot 104,47 = 270,71, \quad (5.58)$$

где $y_0 = 87$ руб./кВт·ч (для пищевой промышленности)[6],

И.С.С.- индекс изменения сметной стоимости [18].

5.2.3 Расчет приведенных затрат

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

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 1} &= E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Y_{\Sigma} = 0,125 \cdot 127500,99 + 2954,7 + 270,71 = \\ &= 19163,03, \end{aligned} \quad (5.59)$$

где K_{Σ} – суммарные капитальные затраты, тыс. руб./год, I_{Σ} – суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год, Y_{Σ} – ущерб, тыс.руб.

Из	Лис	Лю	Полл	Лет

Таблица 5 – Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателя	Варианты	
	I (35 кВ)	II (110 кВ)
Капитальные затраты К, тыс. руб.	79482,23	127500,99
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс. руб.	535,63	1789,15
Потери энергии ΔW , тыс.кВт·ч/год	12843,1	12503,54
Стоимость годовых потерь электроэнергии И _Э , тыс. руб.	1111,35	2954,7
Ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс.руб.	224,04	270,71
Приведенные затраты З, тыс. руб./год	12270,67	19163,03

На основании сравнения двух вариантов схем, можно сказать, что вариант №1 (35 кВ) является наиболее экономически эффективным.

6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Исходя из расположения цехов на генеральном плане, их категорийности, нагрузке, пожаро- и взрывобезопасности принимаем:

- энергоснабжение освещение будет осуществляться от цеховых трансформаторных подстанций;
- питание будет осуществляться по магистральным линиям, при этом потребители первой категории должны стоять в магистрали первыми;

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,

$$P_{\text{по}}^{\text{тер}} = k_{co} P_{\text{уд}} S_{\text{тер}} = 0,8 * 0,16 * 10^{-3} * 37635 = 4,817, \quad (6.1)$$

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

$P_{\text{уд}}$ – удельная мощность осветительной нагрузки территории промышленного предприятия (0,09-0,25)[6], кВт/м², $S_{\text{тер}}$ – площадь предприятия без учета площади цехов, м².

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу №6. Реактивная мощность рассчитана по формуле из п.2, коэффициент мощности осветительной нагрузки $\cos\phi = 0,95$. [12]

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
24

Таблица №6 – Осветительная нагрузка территории предприятия

Часть территории	Доля части территории от общей площади, %	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, кvar
C-3	14	0,674	0,223
C-B	20	0,963	0,318
Ю-З	21	1,012	0,334
Ю-В	23	1,108	0,366
Итого		4,817	1,59

Выбор номинальных мощностей цеховых трансформаторов будет основываться на плотности нагрузки цехов. Как правило для всей группы цехов выбирается один тип трансформатора, исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимального резервирования в послеаварийном режиме.

Ориентировочно выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов, в данном случае для цехов 13,14 производится по удельной плотности нагрузки σ , кВ·А/м²

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.н}}}{F_{\text{ц}}} = \frac{1758,733}{7214} = 0,244 \quad (6.2)$$

где $S_{\text{расч.н}}$ – суммарная расчетная мощность напряжением до 1000В.

Аналогичные расчеты проводим для остальных цехов.

Минимальное число цеховых трансформаторов для 13 и 14 цехов:

$$N_{\text{опт}} = \frac{P_{\text{СМ}}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМ Т}}} + \Delta N = \frac{1562,601}{0,7 \cdot 630} + 0,46 = 4 \quad (6.3)$$

где K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора [7], о.е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m = 4 \quad (6.4)$$

где m – число дополнительно установленных трансформаторов, определяют по специальным кривым [7].

Аналогично рассчитывается число трансформаторов для других цехов. Результаты приведены в таблице ниже.

Из	Лис	№	Полп	Лет

Таблица 7 – Результаты расчета количества трансформаторов в цехах.

№ТП	Потребители	Место расположения	σ_h , кВА/м ²	N_{min} , шт	ΔN	m	N_{opt} , шт
ТП-1	Цех № 15 и Освещение территории С-З	Цех №15	0,592	1,49	1,51	0	2
ТП-2, ТП-3	Цех № 13,14 и Освещение территории С-В	Цех №13	0,641	3,54	0,46	0	4
ТП-4, ТП-5, ТП-6	Цех № 1,2,3,4,5,6,8 и Освещение территории Ю-З	Цех №3,6,8	0,121	4,27	0,73	0	5
ТП-7, ТП-8,	Цех № 7,9,10,11,12 и Освещение Ю-В	Цех №10	0,177	2,69	0,31	0	3

Таблица 8 – Выбор цеховых трансформаторов[19],[20],[21].

№ТП	F, м ²	P _ρ , кВт	Q _ρ , квар	S _ρ , кВА	S _{ном.т} , кВА	N_{opt} , шт	Тип трансформатора
ТП-1	2487	1041,508	1040,159	1472,037	1000	2	TM 1000/10/0,4
ТП-2, ТП-3	2805	1509,091	973,082	1796,926	630	4	TM 630/10/0,4
ТП-4, ТП-5, ТП-6	12218	1364,963	911,776	1484,042	400	5	TM 400/10/0,4
ТП-7, ТП-8,	5654	870,674	478,719	1000,411	400	3	TM 400/10/0,4

Затем находится наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через 2 трансформатора:

$$Q_{max\ m} = \sqrt{(N_{opt} \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_{cm}^2} = \\ = \sqrt{(3 \cdot 0,77 \cdot 630)^2 - 1041,508^2} = 1040,266 \text{ квар} \quad (6.5)$$

$$Q_{HK1} = Q_{cm} - Q_{max\ m} = 1040,159 - 1040,266 = -0,107 \text{ квар} \quad (6.6)$$

Если $Q_{HK1} \leq 0$, установка конденсаторных батарей не требуется. Дальнейший расчёт не производится.

7. Выбор кабельных линий

Выбор кабельных линий будет осуществляться по экономической плотности тока

В качестве примера произведем выбор кабеля (10 кВ) для участка: ГПП – ТП1. Для бесперебойного питания используем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

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

$$I_p = \frac{S_p}{n_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1890}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 54,56 \quad (7.1)$$

где S_p – расчётная мощность, передающаяся по данной КЛ, кВ·А;
 n_k – число питающих кабельных линий;

Ток при аварийном режиме работы, А,

$$I_{pa} = \frac{S_p}{(n_k - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1890}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 109,119 \quad (7.2)$$

Расчётное сечение жилы кабеля

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{ek}} = \frac{54,56}{1,3} = 41,97 \text{ мм}^2 \quad (7.3)$$

Ближайшее стандартное сечение – 50 мм². с оболочкой из поливинилхлоридного пластика $I_{\text{доп}} = 195$ А [23].

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

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{pa}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \quad (7.4)$$

$$195 \geq \frac{109,119}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 134,715 \text{ А}$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий влияние температуры окружающей среды; при условной температуре окружающей среды +25°C и нормированной температуре жил +50°C $k_1 = 1,00$ [3, табл. 1.3.3];

Из	Лис	№	Полп	Лет

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

k_3 – коэффициент, который учитывает фактическое удельное тепловое сопротивление земли; для песчано-глинистой почвы влажностью 8-12% $k_3 = 0,9$ [3, табл. 1.3.23].

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

Потерю напряжения в линиях напряжением до 35 кВ определяют по формуле

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 54,56 \cdot 0,016 \cdot (0,641 \cdot 0,71 + 0,184 \cdot 0,71) = 0,88 \text{ В}\end{aligned}\quad (7.5)$$

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

Тогда потеря напряжения

$$\Delta U_{\text{ном}} \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = 0,009 \% \quad (7.6)$$

Получившееся значение входит в допустимые пределы.

Аналогично выбираем кабели для других участков, результаты расчета сведены в таблицы в приложении Б.

8. Расчет токов короткого замыкания

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

Для расчета вводятся допущения, которые не дают существенных погрешностей [23]:

- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сетях;

Из	Лис	№	Поллп	Лет

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Расчёт токов будем производить в характерных точках:

- К1 – К3 на стороне ВН трансформатора ГПП;
- К2 – К3 на шине НН ГПП;
- К3 – К3 на шинах ВН цехового трансформатора ТП-1, стоящего первым в наиболее загруженной магистрали;
- К4 – К3 на шинах НН цехового трансформатора ТП-1.

Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы MathCAD 15 в приложении В. Расчёт представлен в приложении А. Результаты расчёта приведены в таблице 8.

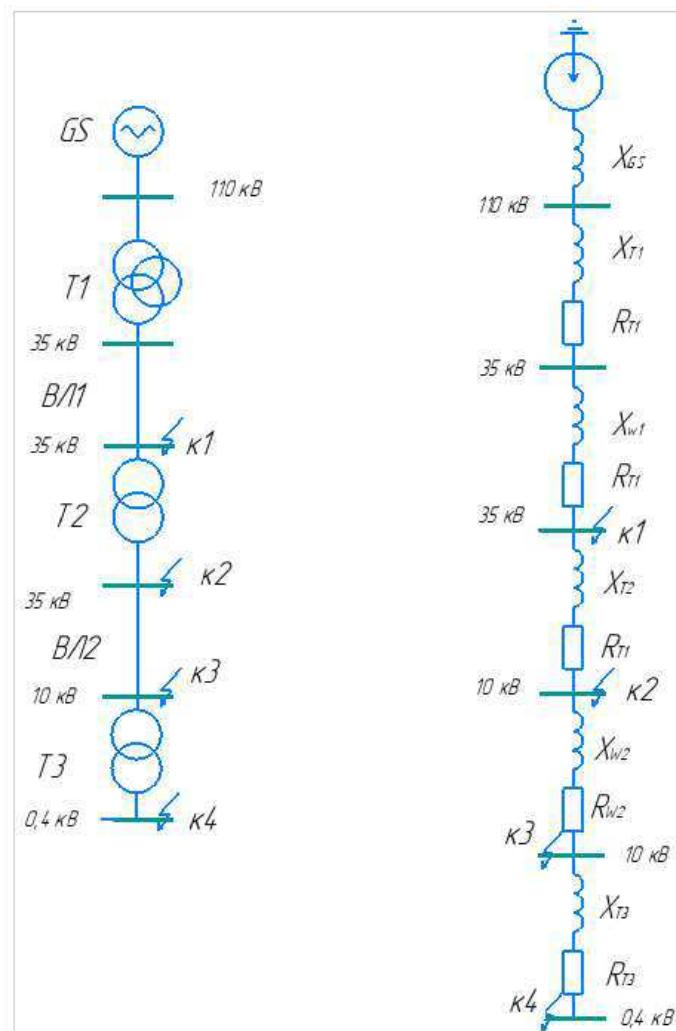


Рисунок 8 – схема замещения

Из	Лис	№	Поллп	Лет

Таблица 8– Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_b , кВ	$I_{\text{по}}$, кА	i_y , кА
K1	37	8,118	12,513
K2	10,5	2,555	6,504
K3	10,5	2,543	6,469
K4	10,5	7,839	11,419

9. Выбор оборудования

9.1 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[7]:

- 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 $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$;
- 4) По электродинамической устойчивости к токам КЗ $i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$;
- 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 [3, 1.4.22].

9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН в цепи трансформатора ТМН-4000/35

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

Токи через трансформаторы, А,

$$I_{\text{номНН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = 0,7 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 46,188 \quad (9.1)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{п/ав}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,376 \quad (9.2)$$

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

$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
дп

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

Выбираем к установке вакуумный выключатель ВБЭТ–35/630 УХЛ1 [24].

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.3)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

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

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

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (9.4)$$

$$92,376 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

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

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

По отключающей способности

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (9.5)$$

$$8,118 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$$

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

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

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.6)$$

$$12,513 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

$i_{\text{пр.скв}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА.

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.7)$$

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
41

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,118^2 \cdot (0,03 + 0,02) = 3,295 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \leq 25^2 \cdot 3 \\ = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

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

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

T_a – время затухания апериодической составляющей, с [25].

Выключатель удовлетворяют всем условиям проверки.

Также выберем разъединитель разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-35/630 УХЛ1 [26].

Проверка:

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (9.8)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (9.9)$$

$$92,376 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (9.10)$$

$$12,513 \text{ кA} < 63 \text{ кA}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.11)$$

$$3,295 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \leq 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединитель удовлетворяют всем условиям проверки.

9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТМН-4000/35

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

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
42

$$I_{\text{номВН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 0,7 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,658 \quad (9.12)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{п/ав}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,316 \quad (9.13)$$

На сторону 10 кВ устанавливаем КРУ-СЭЩ-63 [27]

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.14)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (9.15)$$

$$323,316 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.16)$$

$$6,504 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.17)$$

$$\begin{aligned} B_K &= I_{\text{пп0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,504^2 \cdot (1,9 + 0,01) = 44,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 31,5^2 \cdot 3 \\ &= 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

В данной ячейке выключатели (ВВМ-СЭЩ-10[28]) и разъединители штепсельного (втычного) типа уже встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-63 и так же удовлетворяют всем требованиям.

9.1.3 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП

Расчёт наибольшего рабочего тока будем производить из условия, что нагрузка по секциям шин 10 кВ ГПП распределена равномерно. Тогда можно

Из	Лис	Лю	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
43

принять, что наибольший рабочий ток через секционный выключатель будет равен половине наибольшего рабочего тока через выключатель, установленный на стороне НН (п. 9.1.2).

Выбираем секционный выключатель ВВМ-СЭЩ-10/630 [28]. Так как все параметры секционного выключателя, кроме номинального тока, не отличаются от параметров выключателя, установленных на стороне НН трансформатора ГПП, и параметры тока КЗ для проверки выключателя одни и те же – точка К2, то проверка секционного выключателя повторяет проверку выключателя на стороне НН трансформатора ГПП.

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (9.18)$$

$$161,658 \text{ A} < 630 \text{ A}$$

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

Выбор оборудования в цепи КЛ будем производить по наиболее нагруженной линии(ГПП–ТП-4).

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{1796,926}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 51,873 \text{ A} \quad (9.19)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{1796,926}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 103,746 \text{ A} \quad (9.20)$$

В комплектацию выбранного КРУ уже входят выключатели типа ВВЕ-СЭЩ-1-20/630[28].

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.21)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (9.22)$$

$$103,746 \text{ A} < 630 \text{ A}$$

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
дд

По отключающей способности

$$I_{\text{п}т} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (9.23)$$

$$2,543 \text{ кA} < 20 \text{ кA}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.24)$$

$$6,469 \text{ кA} < 51 \text{ кA}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.25)$$

$$\begin{aligned} B_K &= I_{\text{п}0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,469^2 \cdot (1 + 0,01) = 42,266 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \leq 20^2 \cdot 3 \\ &= 1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

На стороне НН 10 кВ установлены ячейки КРУ-СЭЩ-63-10, в которых предусмотрены разъединители штепсельного типа. Производить их проверку не требуется, так как была произведена проверка вакуумных выключателей.

9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

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

Условия выбора трансформатора тока[7]:

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

9.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)

На стороне 35 кВ примем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35 [29]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
45

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.26)$$

$$35 = 35$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (9.27)$$

$$92,376 \text{ A} < 150 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.28)$$

$$6,469 \text{ kA} < 63 \text{ kA}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.29)$$

$$3,295 \text{ kA}^2 \cdot \text{s} < 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ kA}^2 \cdot \text{s}$$

Проверка по классу точности

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}} \quad (9.30)$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (9.31)$$

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

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	СА3021-5-3 [30]	0,2	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	CP3021-5 [31]	0,5	2,5	2,5	2,5
Счетчик активной энергии	СТ3021-5[32]	0,5	2,5	2,5	2,5

Продолжение таблицы 9

Счетчик реактивной энергии	Ресурс- Е4-5-С- н[33]	0,2S	1	1	1
Итого:			8,5	8,5	8,5

Суммарное сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \quad (9.32)$$

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

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

Номинальная допустимая нагрузка ТТ в заданном классе точности, Ом,

$$z_{2\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8, \quad (9.33)$$

где 20 – номинальная мощность при $\cos\phi = 0,8S_{2\text{ном}}$, ВА, примем из диапазона таблица № 13.3.

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

$$r_{\text{провод}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,34 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом} \quad (9.34)$$

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 $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$.

Тогда сечение равно, мм^2 ,

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{провод}}} = \frac{0,0283 \cdot 48}{0,36} = 3,77 \quad (9.35)$$

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

Принимаем ближайшее стандартное сечение 4 мм^2 , оно соответствует минимально возможному по условиям прочности [3].

Тогда фактическое сопротивление проводов, Ом,

Из	Лис	№	Полл	Лат

ДП-13.03.02.07

$$r_{\text{провод}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пач}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 48}{4} = 0,34. \quad (9.36)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_{\text{конт}} = 0,34 + 0,34 + 0,1 = 0,78 \quad (9.37)$$

$$0,78 < 0,8$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

На вводы ВН устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВ-ЭК М1[34]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.38)$$

$$35 = 35$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (9.39)$$

$$92,376 \text{ А} < 150 \text{ А}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.40)$$

$$12,513 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.41)$$

$$3,295 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}} \quad (9.42)$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_{\text{конт}} \quad (9.43)$$

Из	Лис	№	Полл	Лат

ДП-13.03.02.07

Лис
48

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

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	СА3021-5-3 [30]	0,2	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	CP3021-5 [31]	0,5	2,5	2,5	2,5
Итого:			5	5	5

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \quad (9.44)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток трансформатора тока (1 или 5 А), А.
Номинальная допустимая нагрузка ТТ в заданном классе точности, Ом

$$z_{2\text{ном}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \quad (9.45)$$

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

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,6 - 0,2 - 0,05 = 0,35 \text{ Ом} \quad (9.46)$$

Тогда сечение равно, мм^2 ,

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 48}{0,35} = 3,5 \quad (9.47)$$

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

Принимаем контрольный кабель с жилами сечения 4 мм^2 . Фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 48}{4} = 0,024 \quad (9.48)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
да

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_{\text{конт}} = 0,2 + 0,024 + 0,05 = 0,27 \quad (9.49)$$

$$0,27 < 0,6$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

9.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)

На стороне НН силового трансформатора ГПП устанавливаем встраиваемые опорные трансформаторы тока ТВ-СЭЩ-10, которые предназначены для установки в масляные выключатели и силовые трансформаторы [35].

К установке принимаем те же приборы учета, что и на стороне ВН ГПП, исключая счетчик электрической энергии [7]. Таким образом, $S_{\text{приб}} = 7,5 \text{ ВА}$. Схему соединений вторичных обмоток трансформатора тока примем в полную звезду.

Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.50)$$

$$10 = 10$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (9.51)$$

$$323,316 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.52)$$

$$6,469 \text{ кA} < 40 \text{ кA}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.53)$$

$$3,295 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \leq 15^2 \cdot 3 = 775 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
50

Проверка по классу точности

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \quad (9.54)$$

Номинальная допустимая нагрузка ТТ в заданном классе точности, Ом

$$z_{2\text{ном}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \quad (9.55)$$

Расчетное сопротивление проводов, Ом

$$r_{\text{провод}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,6 - 0,3 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом} \quad (9.56)$$

Сечение, мм²

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{провод}}} = \frac{0,0283 \cdot 48}{0,25} = 5,4 \quad (9.57)$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм².

Фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{провод}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 48}{6} = 0,23 \quad (9.58)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_{\text{конт}} = 0,23 + 0,25 + 0,1 = 0,58 \quad (9.59)$$

$$0,58 < 0,6$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

В комплект КРУ-СЭЩ-63 в цепи трансформатора входят трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 [37]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.60)$$

$$10 = 10$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (9.61)$$

$$103,746 \text{ A} < 150 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (9.62)$$

$$6,469 \text{ kA} < 40 \text{ kA}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (9.63)$$

$$3,295 \text{ kA}^2 \cdot \text{s} \leq 15^2 \cdot 3 = 775 \text{ kA}^2 \cdot \text{s}$$

В цепи секционного выключателя к измерительному трансформатору тока подключается только амперметр[7].

Проверка по классу точности:

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	СА3021-5-3 [28]	0,2	2,5	2,5	2,5
Итого:			2,5	2,5	2,5

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \quad (9.68)$$

$$z_{2\text{ном}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \quad (9.69)$$

$$r_{\text{провод}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,1 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом} \quad (9.70)$$

Сечение, мм²

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 3,4}{0,25} = 0,28 \quad (9.71)$$

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

$$r_{\text{провод}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 3,4}{4} = 0,024 \quad (9.72)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_{\text{конт}} = 0,1 + 0,024 + 0,05 = 0,174 \quad (9.73)$$

$$0,174 < 0,4$$

9.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам,
 1) По напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$.

К установке выбираем трансформаторы напряжения НАЛИ-35 [38] (на стороне ВН) и НАЛИ-10 [38] (встроенные в КРУ на стороне НН) с классом точности 0,5.

Проверка трансформаторы напряжения НАЛИ-35:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.74)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

Проверка трансформаторы напряжения НАЛИ-10:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.75)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
53

Приборы	Тип	Мощность одного обмотки, В·А	Число приборов	Число обмоток	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э350	3	9	1	27	0
Ваттметр	СР3021-5	0,5	9	2	9	0
Счетчик активной и реактивной энергии	Ресурс-Е4-5-А-в	2,5	7	2	13,3	32,375
Варметр	СТ3021-5	1,5	9	2	27	0
Итого:					76,3	32,375

Полная мощность приборов, ВА

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{(76,3)^2 + (32,375)^2} = 82,884 \quad (9.76)$$

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}} \quad (9.77)$$

$$82,884 \text{ ВА} < 225 \text{ ВА}$$

9.4 Выбор токоведущих частей

9.4.1 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.

Для ошиновки и сборных шин ОРУ выбираем сталеалюминиевый провод марки АС 70/11[3] с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$.

Проверка по допустимому току, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad (9.78)$$

$$92,376 < 265$$

Далее выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q \quad (9.79)$$

$$\frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{3,295}}{75 \cdot 10^{-3}} = 24,203 \text{ мм}^2 < 70 \text{ мм}^2 \quad (9.80)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
54

где B_K – интеграл Джоуля при КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

C – значение функции (для провода АС при допустимой температуре нагрева проводников 160°C значение $C=75$ [25, табл. 3.18]), о.е;

q – сечение проводника, мм^2 .

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K \geq 20 \text{ кА}$ [3, п.4.2.3]. На стороне 35 кВ $I_{n0}=8,118 \text{ кА}$, проверка не требуется.

9.4.2 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 [25].

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.

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad (9.81)$$

$$323,316 \leq 370 \text{ А}$$

Таблица 13 – Параметры выбранных шины [3, табл. 4,5]

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм^2
370	30×4	120

Проверим шины на термическую устойчивость по условию

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,\text{доп}} \text{ или } q_{min} \leq q \quad (9.82)$$

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

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{3,295}}{90 \cdot 10^{-3}} = 20,17 \quad (9.83)$$

$$20,17 < 120$$

Проверим шины на электродинамическую устойчивость по условию

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (9.84)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

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,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_{\text{уд}}^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(6,469 \cdot 10^3)^2}{0,3} = 24,161 \quad (9.85)$$

где $i_{\text{уд}} = 6,469 \cdot 10^3$ – ударный ток КЗ, А;

$a = 0,3$ – расстояние между осями шин, м.

При расположении шин плашмя момент сопротивления равен, см³,

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{6^2 \cdot 0,6}{6} = 3,6 \quad (9.86)$$

где $b = 0,6$ см; $h = 6$ см,

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

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{24,161 \cdot 0,75^2}{10 \cdot 3,6} = 0,378 \quad (9.87)$$

где $l = 0,75$, длина пролета, равная ширине ячейки КРУ, м;

Допустимое напряжение не должно превышать 41 МПа,

$$0,378 \leq 41$$

Все условия выполняются.

9.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

По ПУЭ [3] необходимо установить не менее двух трансформаторов собственных нужд. К шинам РУ 10 кВ ТСН должны подключаться через предохранители или выключатели [3].

Состав потребителей собственных нужд определяется в соответствии с СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения» [39].

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
56

Определим нагрузку ТСН по [25] и параметрам выбранного оборудования и сведем полученные данные в таблицу № 15.1.

Таблица 14– Нагрузка ТСН

Вид потребителя	Установленная мощность Единицы, кВт× кол-во	$\cos\varphi$	Нагрузка	
			$P_{расч}$, кВт	Q , квр
Подогрев включателей ВБЭТ-35	0,8×2	1	1,6	0
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	4×18	1	72	0
Подогрев приводов разъединителей	1×8	1	8	0
Освещение ОРУ 35 кВ	1×6	1	6	0
Отопление и освещение ОПУ	10×1	1	10	0
Освещение и вентиляция ЗРУ 10 кВ	10×1	1	10	0
Итого			107,6	0

Расчетная нагрузка определяется [25], кВ·А,

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (9.88)$$

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{107,6^2} = 86,08 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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

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

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, в ориентировочных расчетах принимается равным 0,8 о.е. [23].

Мощность ТСН определяется так, кВ·А,

$$S_{ном.T} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T}, \quad (9.89)$$

$$S_{ном.T} = \frac{86,08}{0,7 \cdot 2} = 62,41.$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТМ – 63/10 [3]. Паспортные данные этого трансформатора приведены в таблице №15.3.

Таблица 15 – Параметры трансформатора ТМ – 63/10[40]

$S_{ном}$, кВ·А	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x %
63	10	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы,

$$k_3 = \frac{62,41}{2 \cdot 63} = 0,61. \quad (9.90)$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6–0,7).[25]

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки,

$$k_{av} = \frac{76,61}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,22. \quad (9.91)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4.

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

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

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

1) ОПН–П–35 УХЛ1 [41] – предназначены для защиты установок в сетях класса напряжения 35 кВ.

2) ОПН–П–10 УХЛ1 [42] – предназначены для защиты установок в сетях класса напряжения 10 кВ. Устанавливается в КРУ СЭЩ-63.

Таблица 16 – Выбор ОПН

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

9.7 Выбор плавких предохранителей

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

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
58

На напряжении ВН понижающих трансформаторов принимаем к установке предохранители типа ПК (с кварцевым наполнителем) по [7].

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают:

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

В качестве примера выберем предохранитель для трансформатора мощностью 630 кВА.

Токи трансформатора при номинальном и аварийном режимах работы, А,

$$I_{ном\ ВН} = \frac{S_{ном\ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ ВН}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,373 \quad (9.82)$$

$$I_{авар\ ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном\ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ ВН}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,922 \quad (9.83)$$

Для трансформатора мощностью 630 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 160 А [43].

Выбираем предохранитель ПКТ-102-10-80-31,5-У3.

Напряжение установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (9.84)$$

$$10 = 10$$

Условие длительного нагрева

$$I_{раб.макс} \leq I_{1ном} \quad (9.85)$$

$$50,922 \text{ А} < 80 \text{ А}$$

Проверка по предельному (наибольшему) току отключения предохранителя

$$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном} \quad (9.86)$$

$$6,504 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
59

Предохранитель удовлетворяет всем требованиям.

Аналогично выбираются предохранители для трансформаторов мощностью 400 и 160, условия выбора приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 400 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Каталожные данные		
				ПКТ-101-10-40-31,5-УЗ	ПКТ-102-10-80-31,5-УЗ	ПКТ-101-10-80-31,5-УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб,макс}} \leq I_{\text{1ном}}$	$I_{\text{раб}} = 32,332 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 50,922 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 57,735 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 80 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 80 \text{ А}$
$I_{\text{пп}} \leq I_{\text{откл,ном}}$	$I_{\text{пп}} = 6,504 \text{ кА}$	$I_{\text{пп}} = 6,504 \text{ кА}$	$I_{\text{пп}} = 6,504 \text{ кА}$	$I_{\text{откл,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл,ном}} = 12,5 \text{ кА}$

9.8 Выбор изоляторов

9.8.1 Выбор опорных изоляторов на стороне ВН и НН

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

На стороне 35 кВ устанавливаем изоляторы ОСК5-35 УХЛ1 [44].

Опорные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.87)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

По нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (9.88)$$

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,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{14453^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 90,452 \quad (9.89)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
60

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

Данные изоляторы удовлетворяют всем условиям.

9.8.2 Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств. Устанавливаем изоляторы ИПУ-10/630-12,5 УХЛ1 [45].

Проходные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.93)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Допустимая нагрузка

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (9.94)$$

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{\text{расч}} = 99,991$$

$$99,991 \text{ Н} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

Длительно допустимый ток

$$I_{\text{расч max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (9.95)$$

$$323,316 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

Проходной изолятор удовлетворяет всем условиям

9.9 Выбор автоматических воздушных выключателей

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

$$I_{\text{номНН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 636,523 \quad (9.96)$$

Из	Лис	Лю	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
61

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{н/ав}} \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,057 \quad (9.97)$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически воздушный выключатель ВА-450[46] с номинальным током 1600 А.

Таблица 18 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматически выключатель ВА-450
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1273,057 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 7,839 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 40 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 11,419 \text{ кА}$	$i_y = 100 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,839^2 \cdot (0,1 + 0,01) \\ = 6,76 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

10. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции

10.1 Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции

Расчетное сопротивление одного вертикального электрода[47]:

$$r_b = 0,3\rho K_{\text{сез.в}} = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 = 102 \text{ Ом} \quad (10.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

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

Предельное сопротивление совмещенного ЗУ

$$R_{\text{зы1}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{0,45} = 555,556 \text{ Ом} \quad (10.2)$$

где расчетный (емкостный) ток замыкания на землю:

$$I_3 = \frac{U_h \cdot L_{\text{вл}}}{350} = \frac{35 \cdot 5,2}{350} = 0,52 \text{ А} \quad (10.3)$$

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
62

Требуемое по НН $R_{3y2} = 10 \Omega$, но так как $\rho > 100 \Omega \cdot \text{м}$, то для расчета принимается $R_{3y,\text{доп}} = R_{3y2} \cdot 0,01\rho = 10 \cdot 0,01 \cdot 200 = 20 \Omega$.

Количество вертикальных электродов
- без учета экранирования (расчетное)

$$N'_{\text{в.р}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{3y}} = \frac{102}{20} = 5,1 \quad (10.4)$$

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

- с учетом экранирования

$$N_{\text{в.р}} = \frac{N'_{\text{а.р}}}{\eta_{\text{в}}} = \frac{6}{0,8} = 7,5 \quad (10.5)$$

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.

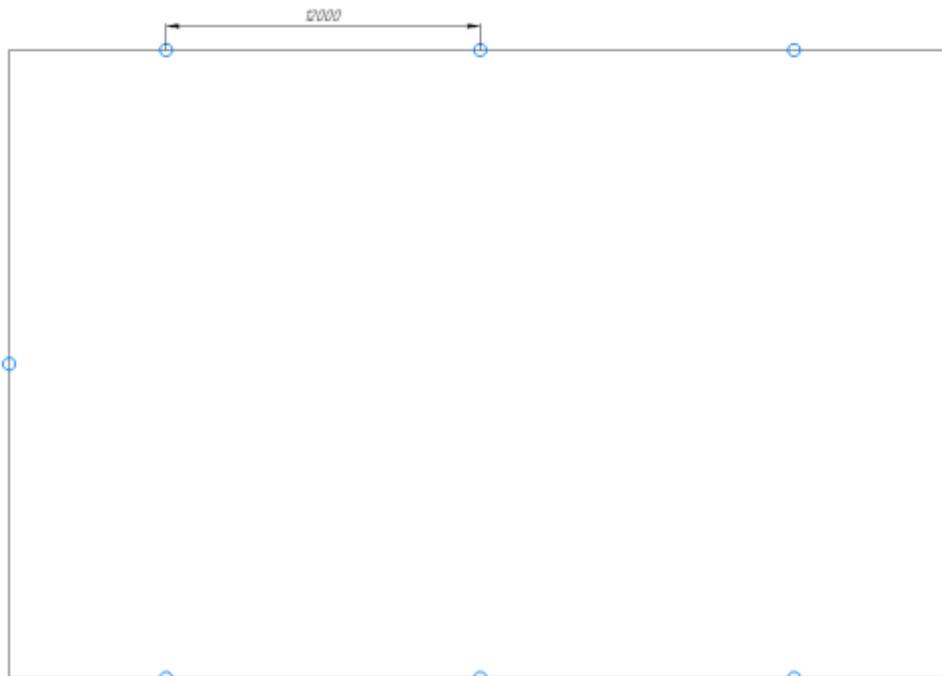


Рисунок 9 – Размещение вертикальных заземлителей

Определим уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов

Из	Лис	№	Полп	Лет

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} = \frac{102}{8 \cdot 0,8} = 15,938 \text{ Ом} \quad (10.6)$$

$$\begin{aligned} R_\Gamma &= \frac{0,4}{L_\Pi \eta_\Gamma} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.г}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_\Pi^2}{b \cdot t} = \\ &= \frac{0,4}{128 \cdot 0,64} \cdot 200 \cdot 4 \cdot \lg \frac{2 \cdot 128^2}{17,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 25,668 \text{ Ом} \end{aligned} \quad (10.7)$$

где L_Π – длина полосы, м;

η_Γ – коэффициент использования горизонтального электрода;

t – глубина заложения, м;

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

Определяем фактическое сопротивление ЗУ

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} = \frac{15,938 \cdot 25,668}{15,938 + 25,668} = 9,833 \text{ Ом} \quad (10.8)$$

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

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

10.2 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.

Из	Лис	№	Полпп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
64

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

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

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 равны или более 0,995.

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

Высота зоны в виде конуса, м, определяется по [47, табл. 1.2] и равна:

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 16 = 11,52 \quad (10.9)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м, определяется по [40, табл. 1.2] и равен,

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 16 = 11,2 \quad (10.10)$$

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

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 3,58)}{11,52} = 7,719 \quad (10.11)$$

где r_0 радиус конуса, м;

h_0 высота конуса, м;

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

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

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

$$L_{MAX} = 4,35 \cdot h = 4,35 \cdot 16 = 69,6 \text{ м} \quad (10.12)$$

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 16 = 36 \text{ м} \quad (10.13)$$

Из	Лис	Лю	Полп	Лет

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

$$L = 34,63 \text{ м} < 36 \text{ м}$$

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

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 3,56)}{11,52} = 6,339 \quad (10.14)$$

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

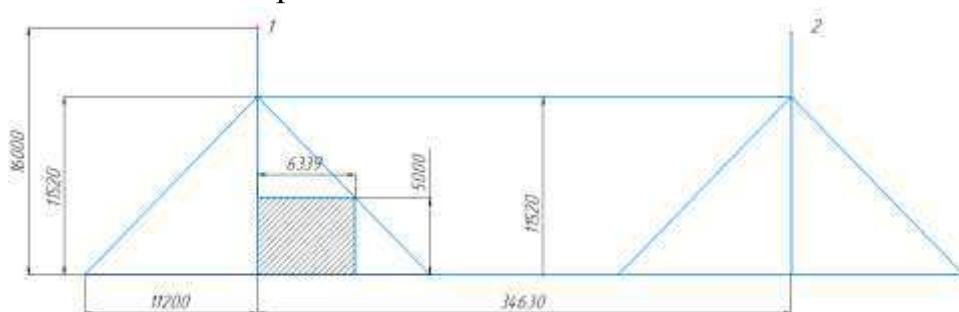


Рисунок 10 – Зона защиты между 1 и 2 молниеотводами

Аналогично рассчитывается зона защиты между 1 и 3 молниеотводом.

Из рисунка 11 видно, что зона защиты не имеет провалов на расстоянии от земли в h_x , а значит для всего ГПП защита выполняется.

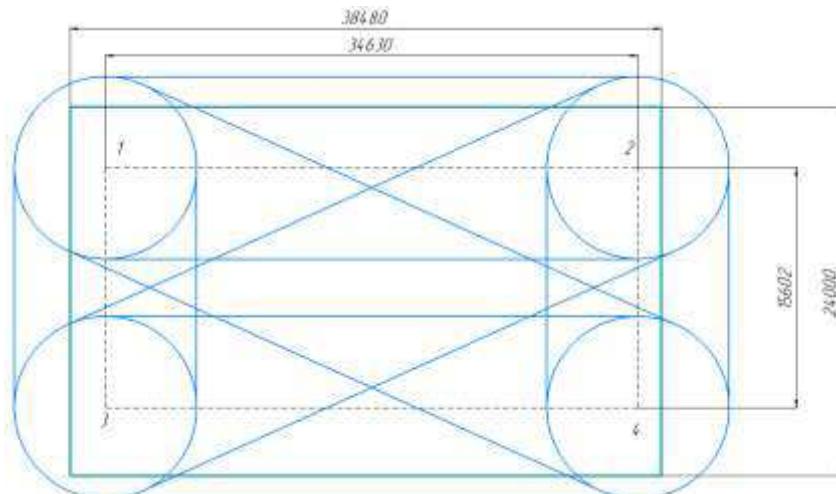


Рисунок 11 – Зона защиты четырех стержневых молниеотводов

11. Релейная защита силового трансформатора ТМН-4000/35

Из	Лис	№	Полдп	Лет

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

Основные повреждения[50]:

- однофазные КЗ на выводах;
- много или междуфазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- пожар в стали сердечника.

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

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

Ненормальные режимы работы:

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

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

Такая защита срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{cz} = t_{cz}$ см.эл + Δt , так как мгновенное срабатывание не требуется

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

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

11.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. Номинальный ток высокой стороны, А,

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,983 \quad (11.1)$$

Из	Лис	Лю	Поллп	Лат

ДП-13.03.02.07

Лис
67

где S_{H} – мощность трансформатора, кВ·А;
 U_{H}^{B} – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А,

$$I_{\text{TA1}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{B}} \cdot k_{\text{cx}} = 65,983 \cdot 1 = 65,983 \quad (11.2)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «звезда», $k_{\text{cx}} = 1$.

Выбираем трансформатор тока ТОЛ–СЭЩ–35-150/5:

- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 150$ А;
- коэффициент трансформации $n_{\text{TA1}} = 150/5$.

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

$$n_{\text{TV1}} = \frac{U_{\text{H}}^{\text{B}}}{100} = \frac{35000}{100} \quad (11.3)$$

Тип TV1 – НАЛИ–35

$$n_{\text{TV1}} = \frac{U_{\text{H}}^{\text{B}}}{100} = \frac{10000}{100} \quad (11.4)$$

Тип TV2 – НАЛИ–10

11.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем дифференциальную токовую защиту. Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 151.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{\text{cз}} = 4 \cdot I_{\text{H}}^{\text{B}} = 4 \cdot 65,983 = 263,932 \quad (11.5)$$

где I_{H}^{B} – номинальный ток высокой стороны, рассчитанный по формуле А,

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{\text{cp}} = I_{\text{cз}} \cdot \frac{k_{\text{cx}}}{n_{\text{ta1}}} = 1649,572 \frac{1}{\frac{150}{5}} = 8,798 \quad (11.6)$$

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
68

$$k_{\text{q}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{min}}^{(2)}}{2I_{\text{c3}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8118 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 263,932} = 23,07 > 2 \quad (11.7)$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

11.3 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,

$$I_{\text{c3}} = \frac{k_{\text{h}} \cdot k_{\text{c3}}}{k_{\text{B}}} \cdot I_{\text{раб макс}} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,85} \cdot 65,983 \cdot 1,4 = 282,562 \quad (11.8)$$

где k_{h} – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

k_{c3} – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

k_{B} – коэффициент возврата принимают равным 0,85.

Ток срабатывания реле, А

$$I_{\text{cp}} = I_{\text{c3}} \cdot \frac{k_{\text{cx}}}{n_{\text{ta1}}} = 282,562 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 9,418 \quad (11.9)$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{q}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{min}}^{(2)}}{2I_{\text{c3}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8118 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 282,562} = 21,57 > 1,5 \quad (11.10)$$

Значение удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с,

$$t_{\text{c3}} = t_{\text{c3}}^{\text{см.ЭЛ}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \quad (11.11)$$

11.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 151.

Ток срабатывания защиты, А,

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
69

$$I_{cz} = \frac{k_h}{k_b} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 65,983 \cdot 1,4 = 114,112 \quad (11.12)$$

где k_h – коэффициент надежности, равный 1,05;

k_b – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{cp} = I_{cz} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{ta2}} = 114,112 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 5,804 \quad (11.13)$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{czI} = 9 - 10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{cz} = 40$ мин – отключение.

11.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Шкаф защиты: ШЭ2607 151. Комплект защиты:

Напряжение срабатывания защиты, кВ,

$$U_{cz} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \quad (11.14)$$

Напряжение срабатывания реле, В,

$$U_{cp} = \frac{U_{cz}}{n_{TV1}} = \frac{24500}{\frac{35000}{100}} = 70 \quad (11.15)$$

12. Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электротока, электродуги, электромагнитного поля и статического электричества.

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.

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
70

Все устройства на заводе заземлены. Трехфазную сеть до 1000 В с заземленной нейтралью выполняем с защитным нулевым проводником.

Все оборудование маркируем в зависимости от класса опасности. Обслуживающий персонал должен проходить повторный инструктаж по технике безопасности не реже одного раза в полгода. Перед проведение специальных работ проводится целевой инструктаж. Все плановые и внеплановые инструктажи регистрируются в специальном журнале. Обслуживающий персонал перед проведением работ должен иметь соответствующую группу допуска.

В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов.

В проекте выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании чего выбрано электрическое оборудование.

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения кожухах, на металлических нетоковедущих частях, корпусах, электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электрическим током на подстанции применяются:

а) изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль - это измерение ее сопротивления при приемке электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами, или в случае обнаружения дефектов. Измерение производимые на отключенных установках позволяют определить сопротивление изоляции отдельных участков сети, электрических аппаратов, трансформаторов, электродвигателей и т.п. Измерение производится 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).

13. Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
71

Качество электрической энергии — степень соответствия параметров электрической энергии в данной точке электрической системы. [51]

Качество электроэнергии характеризуется параметрами (частоты, напряжения, форма кривой тока) в узлах присоединений уровней системы электроснабжения.

Снижение качества электрической энергии может привести к:

- Повышение вероятности аварии;
- Ухудшение качества производимой продукции;
- Уменьшение срока службы оборудования;
- Влияние на точность электроизмерений;
- Заметные изменения режимов работы электрических приёмников, что приводит к ухудшению производительности рабочих механизмов. [52]

Зачастую ухудшение показателей качества электроэнергии связано с усилением взаимного влияния через общую сеть, того или иного электрооборудования и воздействием нелинейных и ударных электрических нагрузок. Чтобы охарактеризовать это влияние обращаются к понятию электромагнитной совместимости, определяющее степень взаимного влияния электрического оборудования, при котором отсутствуют нарушения нормальной работы и снижение эффективности работы ниже установленного предела. [53]

Именно нелинейные нагрузки приводят к возникновению гармонических составляющих напряжения. Гармонические токи, протекающие в электрических сетях, создают падения напряжений на полных сопротивлениях электрических цепей. [51]

Показателями качества электрической энергии, которые относятся к гармоническим составляющим напряжения являются:

- значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка $K_{U(n)}$ в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 в точке передачи электрической энергии:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_1} \cdot 100\%. \quad (13.1)$$

- значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) K_U в процентах в точке передачи электрической энергии:

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2} / U_1 \cdot 100\%. \quad (13.2)$$

Из	Лис	№	Полл	Лат

Из-за того, что гармоники тока проходят через полное сопротивление системы в точке передачи электроэнергии, искажения напряжения приводят к большим потерям. Это так же означает, что, если на входе у потребителя низкие уровни искажения напряжения, они сами могут быть нагружены выше нормы.

13.1 Влияние гармоник на элементы электрической системы

Высшие гармоники (ВГ) – это токи или напряжения, частота которых превышает основное колебание 50/60 Гц и кратна этой частоте основного колебания.[54]

Источники (усилители) гармоник:

- тиристорные контроллеры;
- частотные приводы;
- устройства плавного пуска двигателя;
- конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности (без фильтров);
- полупроводники;
- дуговая сварка;
- трансформаторы, реакторы;
- нелинейная нагрузка, искажающая форму кривой тока, что генерирует гармоники. [55]

Влияние гармоник на элементы электрической системы:

1. Влияние гармоник на вращающиеся машины.

Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением.

Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям. В асинхронном двигателе с ротором со скошенными пазами и пульсирующими магнитными потоками в статоре и роторе высшие гармоники вызывают дополнительные потери в стали. Величина этих потерь зависит от угла скоса пазов и характеристик магнитопровода.

Среднее распределение потерь от высших гармоник характеризуется следующими данными; обмотки статора 14 %; цепи ротора 41 %; торцевые зоны 19 %; асимметричные пульсации 26 %.

За исключением потерь на асимметричные пульсации их распределение в синхронных машинах приблизительно аналогично.

Следует отметить, что соседние нечетные гармоники в статоре синхронной машины вызывают в роторе гармоники четной частоты.

Из	Лис	№	Поллп	Лат

Например, 5-я и 7-я гармоники в статоре вызывают в роторе гармоники тока 6-го порядка, вращающиеся в разные стороны. Дополнительные потери - одно из самых отрицательных явлений, вызываемое гармониками во вращающихся машинах. Они приводят к повышению общей температуры машины и к местным перегревам, наиболее вероятным в роторе. Двигатели с ротором типа «беличья клетка» допускают более высокие потери и температуру, чем двигатели с фазным ротором. Некоторые руководства ограничивают допустимый уровень тока обратной последовательности в генераторе 10 %, а уровень напряжения обратной последовательности на вводах индукционных двигателей 2 %. Допустимость гармоник в этом случае определяют по тому, какие уровни напряжений и токов обратной последовательности они создают.

Моменты вращения, создаваемые гармониками. Гармоники тока в статоре вызывают соответствующие моменты вращения: гармоники, образующие прямую последовательность в направлении вращения ротора, а образующие обратную последовательность – в обратном направлении.

Токи гармоник в статоре машины вызывают электродвижущую силу, приводящую к появлению на валу вращающих моментов в направлении вращения магнитного поля гармоники. Обычно они очень малы и к тому же частично компенсируются из-за противоположного направления. Несмотря на это, они могут привести к вибрациям вала двигателя. [56]

2. Влияние гармоник на статическое оборудование.

Гармоники тока в линиях приводят к дополнительным потерям мощности и падению напряжения.

В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают воздействие на диэлектрик пропорционально увеличению максимального значения амплитуды. Это, в свою очередь, увеличивает число повреждений кабеля и стоимость ремонтов.

В линиях сверхвысокого напряжения гармоники напряжения по той же причине могут вызывать увеличение потерь на корону.

3. Влияния высших гармоник на трансформаторы

Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных с вихревыми токами в стали, а также потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции.

Увеличение потерь в обмотках наиболее важно в преобразовательном трансформаторе, так как наличие фильтра, присоединяемого обычно к стороне переменного тока, не снижает гармоники тока в трансформаторе. Поэтому требуется устанавливать большую мощность трансформатора. Наблюдаются также локальные перегревы бака трансформатора.

Отрицательный аспект воздействия гармоник на мощные трансформаторы состоит в циркуляции утроенного тока нулевой последовательности в

Из	Лис	№	Поллп	Лет

обмотках, соединенных в треугольник. Это может привести к их перегрузке. [57]

4. Влияние высших гармоник на батареи конденсаторов

Дополнительные потери в электрических конденсаторах приводят к их перегреву. В общем случае конденсаторы проектируются так, чтобы допускать определенную токовую перегрузку. Конденсаторы, выпускаемые в Великобритании, допускают перегрузку 15 %, в Европе и Австралии – 30 %, в США – 80 %, в СНГ – 30 %. При превышении этих величин, наблюдающихся в условиях, повышенных напряжении высших гармоник на вводах конденсаторов, последние перегреваются и выходят из строя. [56]

5. Влияние высших гармоник на устройства защиты энергосистем

Гармоники могут нарушать работу устройств защиты или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Цифровые реле и микропроцессорные устройства, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения, особенно чувствительны к гармоникам. То есть возможны ложные срабатывания защитного оборудования или его отсутствие.

Чаще всего изменения характеристик несущественны. Большинство типов реле нормально работает при коэффициенте искажения до 20 %. Однако увеличение доли мощных преобразователей в сетях может в будущем изменить ситуацию. [51,56]

6. Влияние гармоник на измерение мощности и энергии

Измерительные устройства обычно калибруются при чисто синусоидальном напряжении и увеличивают погрешность при наличии высших гармоник. Величина и направление гармоник являются важными факторами, так как знак погрешности определяется направлением гармоник. Погрешности измерения, вызываемые гармониками, сильно зависят от типа измерительной аппаратуры. Обычные индукционные счетчики, как правило, завышают показания на несколько процентов (до 6 %) при наличии у потребителя источника искажения. Такие потребители оказываются автоматически наказанными за внесение искажений в сеть, поэтому в их собственных интересах установить соответствующие средства для подавления этих искажений. [57]

7. Влияние гармоник на электронные приборы и телефоны

При наличии гармоник в сети наблюдаются сбои при передаче и обработке данных, мерцание экранов компьютеров. Так же возможно чрезмерное или недостаточное напряжение питания.

Работа с телефонными аппаратами может затрудняться из-за появления шумов на частотах гармоник сетевого напряжения. [51, 57]

Из	Лис	№	Поллп	Лет

13.2 Методы подавления высших гармоник

Существуют различные способы подавления гармонических составляющих. Далее приведено несколько примеров:

1. Изменение топологии сети электроснабжения

Выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин; рассредоточение нагрузок по различным узлам питания с подключением параллельно им электродвигателей, группировка преобразователей по схеме умножения фаз; подключение нагрузки к системе с большей мощностью $S_{кз}$. [58]

2. Пассивные помехоподавляющие устройства

Фильтры - четырёхполюсники, которые включают между источником питания и приёмником, которые беспрепятственно пропускают к приёмнику токи одних частот и задерживают или пропускают, но с большим затуханием токи других частот. [51]

Пассивные сглаживающие фильтры выполняются на основе реактивных элементов – дросселей (катушек, обладающих высокой индуктивностью) и конденсаторов. Индуктивность дросселя оказывает большое сопротивления переменному току и малое – постоянному, а емкость конденсатора – наоборот.

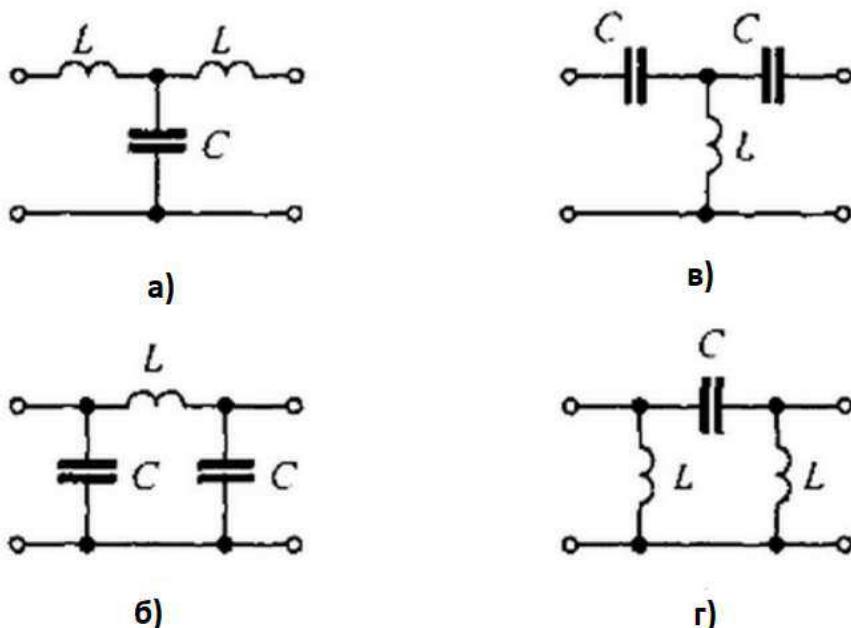


Рисунок 12- а,б) пассивный ФНЧ фильтр; в,г) пассивный ФВЧ фильтр

3. Активные фильтры

Один из способов борьбы с гармоническими искажениями – установка активных фильтров, которые сделаны на базе мощных силовых полупроводниковых преобразователей. Принцип работы такого фильтра основан на введении в высоковольтную цепь через повышающий

Из	Лис	№	Полп	Лет

трансформатор сигнала гармонического тока или напряжения таким образом, чтобы уменьшить содержание гармоник в этой цепи. [58]

В отличие от пассивных фильтров, которые фактически замыкают гармоники тока потребления на землю, активные фильтры генерируют напряжения и токи на частотах гармоник в противофазе с ними, и тем самым уничтожают искажения тока потребления нелинейных нагрузок. [59]

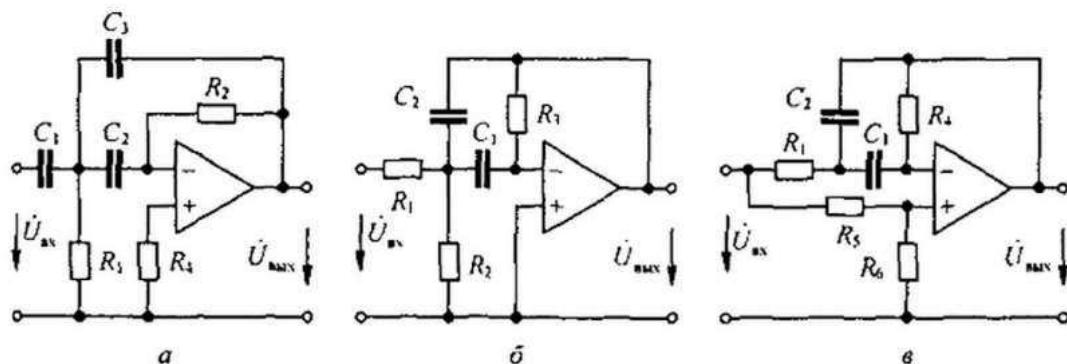


Рисунок 13 – схемы, а) низкочастотного активного RC-фильтра; б) полосно-пропускающего активного RC-фильтра; в) полосно-заграждающего активного RC-фильтра.

4. Гибридные фильтры

В гибридных фильтрах используется как активная, так и пассивная фильтрация. Как правило на активную часть гибридного фильтра приходится несколько процентов от реактивной мощности нагрузки.



Рисунок 14 – Структурная схема гибридного фильтра с параллельным включением пассивного и активного фильтра. [60]

5. Фильтрокомпенсирующее устройство

ФКУ представляет собой БСК с фильтром гармоник. В этом случае ФКУ выполняет не только компенсацию реактивной мощности в СЭС, но и подавляет ВГ. Каждый блок ФКУ настраивается на частоту определенной гармоники и работает как поглотитель, преобразуя токи ВГ в тепло,

выделяемое на реактивных элементах фильтра. Последнее обстоятельство нам говорит о том, что необходимо принимать во внимание следующее:
1) нелинейная нагрузка генерирует определенный спектр гармоник, который необходимо учитывать;
2) фильтр должен иметь столько же секций, сколько ВГ вырабатывается нагрузкой. [61]

6. Применение специальных разделительных трансформаторов

Разделительный трансформатор с обмотками "треугольник-звезда" позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке. Для ослабления влияния несимметрии нагрузки и уменьшения тока нейтрали применяют "перекрестную" (зигзагообразную) систему обмоток, где вторичная обмотка каждой фазы разбита на две части и размещена на разных стержнях магнитопровода трансформатора.

При несинусоидальных токах возрастают потери в трансформаторах главным образом за счет потерь на вихревые токи, что требует увеличение их установочной мощности или применения специальных К-фактор трансформаторов. К-фактор трансформаторы отличаются от стандартных тем, что имеют дополнительную теплоемкость, позволяющая выдержать нагревание, вызванное высшими гармониками тока. Кроме того, специальная конструкция такого трансформатора позволяет свести к минимуму потери на вихревые токи и потери из-за паразитной емкости.

К-фактор представляет собой коэффициент, характеризующий вклад высших гармоник в процесс нагрева трансформатора. Если К-фактор равен единице, то это означает, что нагрузка линейная и в цепи протекает синусоидальный ток. Значения К-фактора выше единицы указывают на дополнительные тепловые потери при нелинейных нагрузках, которые трансформатор способен безопасно рассеять.[60]

При наличии нелинейных потребителей электрической энергии, приводящих к возникновению гармонических токов, необходимо использовать оборудование, подавляющее высшие гармоники. Для этого используются фильтрокомпенсирующие устройства, различные фильтры: пассивные, активные, гибридные.

При использовании фильтрации уменьшаются активные потери мощности, а также потери электрической энергии.

Из	Лис	№	Поллп	Лэт

Из	Лис	№	Поллп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
79

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании электроснабжения пивоваренного завода был произведен расчёт электрических нагрузок предприятия, определен центр электрических нагрузок, рассчитано рациональное напряжение питающей сети с учётом чего произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения. Произведен выбор оборудования, как для внешнего, так и для внутреннего электроснабжения завода. Выбрана система релейной защиты силового трансформатора ГПП и проведен расчет защитного заземления и молниезащиты ОРУ ГПП.

В результате разработана система электроснабжения пивоваренного завода, отвечающая всем необходимым требованиям электроснабжения.

Из	Лис	№	Полпп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
80

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Главачек Ф., Лхотский А. Пивоварение – 1977
2. Общероссийская сеть бизнес-порталов // rosfirm.ru [сайт] – 2022. – URL: <https://www.rosfirm.ru/catalog>. (дата обращения 22.04.2022)
3. Библия электрика: ПУЭ, ПОТЭЭ, ПТЭЭП. – 5-е издание. – Москва: Эксмо, 2019. –752 с. – (Актуальное законодательство). (дата обращения 22.04.2022)
4. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – Утверждён: 01.10.1996 (Дата актуализации: 01.01.2021) – Госкомсанэпиднадзор России. (дата обращения 22.04.2022)
5. СП12.1330.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности // Консорциум кодекс [сайт]. – 2022. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения 22.04.2022)
6. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
7. 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.
8. Трансформатор ТМН 4000/35 // <https://www.etalonpribor.ru/> [сайт].– 2022. – URL: https://www.etalonpribor.ru/catalog/Transformatori_toka/product/tmn_4000_35_u1_transformator_silovoy_trekhfaznyy_dvukhobmotochnyy/ (дата обращения 02.05.2022)
9. Трансформатор ТМН 4000/110 // <https://trans-energo.com/> [сайт].– 2022. – URL: <https://trans-energo.com/transformator-tmn/tmn-4000-kva-110-11-kv/> (дата обращения 02.05.2022)
10. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – официальный сайт – 2022. – URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения 02.05.2022)
11. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – официальный сайт – 2022. – URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения 02.05.2022)

Из	Лис	№	Полл	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
81

- 12.НТП ЭПП-94 Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий; – Введ. 1994. – Москва;
- 13.Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин ; Краснояр. гос. техн. ун-т. - Красноярск : ИПЦ КГТУ ; Минск : БНТУ, 2006. - 808 с.
14. Выключатель типа ВГБЭ-35 // <https://www.epromstroy.ru> [сайт].– 2022. – URL: https://epromstroy.ru/elegazovye-vyklyuchateli/elegazovye-vyklyuchateli_75.html (дата обращения 02.05.2022)
15. Выключатель ВВМ-СЭЩ-10 35 // <https://www.electroshield.ru> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vyklyuchateli/vvm-seshch-10-kv/> (дата обращения 02.05.2022)
16. Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) // <https://krsk-sbit.ru> [сайт] – 2022. – URL: https://krsk-sbit.ru/index.php?route=information/rubric&rubic_id=104 (дата обращения 02.05.2022)
- 17.СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ. – Введ. 09.07.2012. - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 33 с.;
- 18.Минстрой России [Электронный ресурс] // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [сайт] – 2022. – URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/> (дата обращения 02.05.2022)
- 19.Трансформатор ТМ 400/10/0,4 // <http://transform74.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/200/> (дата обращения 15.05.2022)
- 20.Трансформатор ТМ 630/10/0,4 // <http://transform74.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/202/> (дата обращения 15.05.2022)
21. Трансформатор ТМ 160/10/0,4 // <http://transform74.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/196/> (дата обращения 15.05.2022)
- 22.Кабель с оболочкой из поливинилхлоридного пластика // <https://www.ruscable.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvv_kamkabel/ (дата обращения 21.05.2022)
- 23.Каганов, И. Л. Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие / И. Л. Каганов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Агропромиздат, 1990. – 351 с (дата обращения 21.05.2022)

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
82

24. Вакуумный выключатель ВБЭТ-35/630 УХЛ1 // <http://www.ues.su/> [сайт]. – 2022. – URL: <http://www.ues.su/catalog/switchgear-35/wbet-35-item/> (дата обращения 21.05.2022)
25. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 10-е изд., стер. – Москва: Академия, 2013. – 448 с.
26. РГ-35/630 (УХЛ1) Разъединители горизонтально-поворотного типа// <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnay-ustanovki-35-kv/> (дата обращения 30.05.2022)
27. Комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-70-10, КРУ-СЭЩ-63 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 30.05.2022)
28. Вакуумные выключатели ВВМ-СЭЩ-10 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvm-seshch-10-kv/> (дата обращения 30.05.2022)
29. ТОЛ-СЭЩ 35 кВ // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 30.05.2022)
30. СА3021-5-3 — амперметр цифровой щитовой // <https://www.electronpribor.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electronpribor.ru/catalog/504/sa3021-5-3.htm> (дата обращения 30.05.2022)
31. СР3021-5 — ваттметр цифровой щитовой // <https://www.electronpribor.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electronpribor.ru/catalog/507/sr3021-5.htm> (дата обращения 30.05.2022)
32. СТ3021-5 — варметр цифровой щитовой // <https://www.electronpribor.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electronpribor.ru/catalog/508/st3021-5.htm> (дата обращения 30.05.2022)
33. Ресурс-Е4-5-А-в — счетчик электрической энергии многофункциональный класса А // <https://www.electronpribor.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electronpribor.ru/catalog/16/resurs-e4-5-a-v.htm>
34. Трансформаторы тока ТВ-ЭК М1 // <http://www.kztt.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: http://www.kztt.ru/catalog/transformatori_toka/tv-ek_on_066-750_kv/51/ (дата обращения 30.05.2022)
35. ТВ-СЭЩ 10 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tv-seshch-10-20-35-kv/> (дата обращения 30.05.2022)
36. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 30.05.2022)

Из	Пис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
83

37. ТОЛ-СЭЩ-10 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tv-seshch-10-20-35-kv/> (дата обращения 30.05.2022)
38. Трансформатор напряжения НАЛИ-35, НАЛИ-10 // <https://www.electroshield.ru/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> (дата обращения 03.06.2022)
39. СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения» – официальный сайт – 2022. – URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения 03.06.2022)
40. Трансформатор ТМ-63/10 // Энергетическая компания «Силовые трансформаторы» [сайт]. – 2022. – URL: <http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/192/> (дата обращения 03.06.2022)
41. Ограничители ОПН-П-35 УХЛ1 // <https://asenergi.com/> [[сайт]. – 2022. – URL: [hs://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-10/opnp-10-11-5-1ttp0-400-uhl1.html](https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-10/opnp-10-11-5-1ttp0-400-uhl1.html) (дата обращения 03.06.2022)]
42. ОПН-П-10 УХЛ2 // <https://asenergi.com/> [сайт]. – 2022. – URL: [hs://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-10/opnp-10-11-5-1ttp0-400-uhl1.html](https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-10/opnp-10-11-5-1ttp0-400-uhl1.html) (дата обращения 03.06.2022)]
43. ПКТ-101-10-40-31,5-У3, ПКТ-103-10-80-31,5-У3, ПКТ-104-6-20-31,5-У3 // <https://keaz.ru> [сайт]. – 2022. – URL: <https://keaz.ru/catalog/predohraniteli/predohraniteli-nizkovoltnie> (дата обращения 03.06.2022)]
44. Изолятор ОСК5-35 УХЛ1 // <https://www.zeto.ru> [сайт]. – 2022. – URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/polymeric_insulators/opornye-izolyatory/izolyatory-na-napryajenie-35kv (дата обращения 03.06.2022)]
45. Проходной изолятор ИПУ-10/630-12,5 УХЛ1 // <http://farforelectro.ru> [сайт]. – 2022. – URL: <http://farforelectro.ru/product/ipu-10-630-12-5-uhl1/>
46. Автоматический выключатель Выключатели автоматические ВА-450 до 1600А EKF PROxima // <https://ekfgroup.com/> [сайт]. – 2022. – URL: <https://ekfgroup.com/catalog/vyklyuchateli-avtomaticheskie-va-450-do-1600a-ekf-proxima> (дата обращения 03.06.2022)]
47. Синенко, Л. С. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции: Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов / Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 20 с.; (дата обращения 04.06.2022)]
48. ИНСТРУКЦИЯ ПО УСТРОЙСТВУ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ КОММУНИКАЦИЙ СО 153-34.21.122-2003 (дата обращения 04.06.2022)]

Из	Лис	№	Полп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
84

49. Руководство по защите электрических сетей 6 -1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений РД 153-34.3-35.125-99
50. Ершов, А.М. Системы электроснабжения напряжением 6-220 кВ: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. – 267 с.;
51. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
52. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / Куско А., Томпсон М.: пер. с англ. Рабодзея А.Н. – М.: Додэка – XXI, 2010. – 336 с. : ил. – До.тит. л. С вых. Дан. Ориг. – ISBN 978-5-94120-226-3.
53. Герасименко, А.А., Поликарпова, Т.И. Качество электрической энергии в электрических сетях / А.А. Герасименко, Т.И. Поликарпова – Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. 116 с.
54. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи : учебник для бакалавров / Л. А. Бессонов. — 12-е изд., исправ. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2016. — 701 с. — Серия : Бакалавр. Углубленный курс.
55. Innovation, ABB review, 2011. 73 р.
56. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий: 4-е изд., перераб. и доп. МоскваЭнергоатомиздат, 2000. 331 с.
57. Harmonic Mitigating Transformers, Hammond Power Solution Inc., 2006. 27 р
58. УДК 621.31 Высшие гармоники в сетях электроснабжения. Ю.И. Горелов, В.С. Авдошин, 2012.
59. УДК 621.316 – Влияние нелинейной нагрузки на качество электроэнергии. И.Б. Наумкин, И.Н. Паскарь, В.М. Завьялов, 2015.
60. LaWhite L., Schlecht M.F. Design of Active Ripple Filters in the 1-10 MHz Range / IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 3, no. 3, July 1988, pp. 310-317.
61. Chez Z., Blaabjerg F., Pedersen J. K. Study of Parallel Operations of Active and Passive Filters / 2002 Power Electronics Specialists Conference (PESC '2002), June 23-27, 2002, pp. 1021-11026.

Из	Лис	№	Полпп	Лет

ДП-13.03.02.07

Лис
85

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Результаты определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Таблица 19 – результаты расчёта нагрузок

Наименование цеха	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка								Суммарная нагрузка				
	P _h , кВт	K _c	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар	F, м ²	Рудо, кВт	P _{h0} , кВт	K _{co}	P _{po} , кВт	cosφ _{po}	tgφ _{po}	Q _{po} , квар	P _{p+P_{po}} , кВт	Q _{p+Q_{po}} , квар	S _p , кВА	
Потребители энергии 0,38 кВ																		
1	Снабсбыт	29,4	0,6	0,85	0,62	17,64	10,932	2023	0,016	32,368	0,6	19,421	0,95	0,33	6,383	37,061	17,316	40,906
2	ПМК-13	315,6	0,5	0,75	0,88	157,8	139,167	138	0,016	2,208	0,9	1,987	0,95	0,33	0,653	159,787	139,820	212,324
3	АТК-4	360	0,65	0,7	1,02	234	238,728	2036	0,018	36,648	0,85	31,151	0,95	0,33	10,239	265,151	248,967	363,716
4	УМ-19	62,2	0,55	0,8	0,75	34,21	25,658	2639	0,018	47,502	0,85	40,377	0,95	0,33	13,271	74,587	38,929	84,135
5	УПТК	287,5	0,6	0,75	0,88	172,5	152,131	770	0,018	13,86	0,85	11,781	0,95	0,33	3,872	184,281	156,003	241,446
6	ПМК-2	327	0,65	0,8	0,75	212,55	159,413	1908	0,018	34,344	0,85	29,192	0,95	0,33	9,595	241,742	169,008	294,963
7	СМП-159	84,4	0,7	0,73	0,94	59,08	55,312	1100	0,018	19,8	0,85	16,830	0,95	0,33	5,532	75,910	60,844	97,285
8	МК-61	354	0,45	0,78	0,80	159,3	127,803	2704	0,018	48,672	0,85	41,371	0,95	0,33	13,598	200,671	141,401	245,486
9	Вторцветмет	889,5	0,4	0,9	0,48	355,8	172,322	322	0,018	5,796	0,9	5,216	0,95	0,33	1,715	361,016	174,036	400,776
10	ГАПТ	348	0,5	0,8	0,75	174	130,500	2319	0,018	41,742	0,85	35,481	0,95	0,33	11,662	209,481	142,162	253,164
11	Росбакалея	470	0,35	0,95	0,33	164,5	54,069	873	0,016	13,968	0,6	8,381	0,95	0,33	2,755	172,881	56,823	181,980
12	Сельхозтех.	57,7	0,7	0,7	1,02	40,39	41,206	1040	0,016	16,64	0,6	9,984	0,95	0,33	3,282	50,374	44,488	67,206
13	Пивзавод	1561,1	0,7	0,85	0,62	1092,77	677,238	1899	0,015	28,485	0,9	25,637	0,95	0,33	8,426	1118,407	685,664	1311,857
14	АТБ	629	0,6	0,8	0,75	377,4	283,050	906	0,016	14,496	0,85	12,322	0,95	0,33	4,050	389,722	287,100	484,055
15	РМ3	1552,5	0,65	0,7	1,02	1009,125	1029,513	2487	0,015	37,305	0,85	31,709	0,95	0,33	10,422	1040,834	1039,936	1471,327
	Итого 0,38 кВ					4261,065	3297,041					320,839			105,455	4581,904	3402,496	5707,085

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Выбор кабельных линий

Таблица 20 – Выбор кабельных линий 10 кВ

Участок	Sp, кВА	n	Ip, A	I _{pmax} , A	F, мм ²	I _{dop} , A	K1	K2	K3	I _{doprasch} , A	r, Ом/км	x, Ом/км	l, км	cosφ	sinφ	ΔU	ΔU, %	Марка кабеля
ГПП- ТП1	1890,00	2	54,56	109,119	42,0	195	1	0,9	0,9	134,72	0,641	0,18	0,016	0,71	0,71	0,88	0,009	АПвП 3х50
ГПП- ТП2	1600	2	46,19	92,38	35,5	195	1	0,9	0,9	114,04	0,641	0,18	0,068	0,71	0,71	3,17	0,032	АПвП 3х50
ТП2-ТП3	800	2	23,09	46,19	17,8	195	1	0,9	0,9	57,02	0,641	0,18	0,0726	0,84	0,54	1,85	0,019	АПвП 3х50
ГПП- ТП4	2000	2	57,74	115,47	44,4	195	1	0,9	0,9	142,56	0,641	0,18	0,1545	0,84	0,54	9,85	0,099	АПвП 3х50
ТП4-ТП5	1200	2	34,64	69,28	26,6	195	1	0,9	0,9	85,53	0,641	0,18	0,031	0,83	0,55	1,18	0,012	АПвП 3х50
ТП5-ТП6	400	2	11,55	23,09	8,9	195	1	0,9	0,9	28,51	0,641	0,18	0,035	0,87	0,48	0,45	0,005	АПвП 3х50
ГПП- ТП7	1200	2	34,64	69,28	26,6	195	1	0,9	0,9	85,53	0,641	0,18	0,143	0,87	0,48	5,54	0,055	АПвП 3х50
ТП7-ТП8	400	2	11,55	23,09	8,9	195	1	0,9	0,9	28,51	0,641	0,18	0,046	0,87	0,48	0,59	0,006	АПвП 3х50

Таблица 21 – Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Участок	Sp, кВА	n	Ip, А	I _{pmax} , А	F, мм ²	I _{доп} , А	K1	K2	K3	I _{допрасч} , А	r, Ом/км	x, Ом/км	l, км	cosφ	sinφ	ΔU	ΔU, %	Марка кабеля
РП13-РП14	484,06	4	174,67	9,32	145,6	283	1	0,9	0,9	215,64	0,21	0,06	0,01	0,81	0,59	0,62	0,15	АВВГ 4x150
ТП8-РП3	40,91	1	59,04	-	49,2	143	1	0,9	0,9	72,89	0,64	0,06	0,0315	0,91	0,42	1,95	0,49	АВВГ 4x50
РП6-РП5	241,45	2	174,25	13,94	145,2	283	1	0,9	0,9	215,12	0,21	0,06	0,056	0,76	0,65	3,36	0,84	АВВГ 4x150
РП3-РП4	296,46	2	213,95	17,12	178,3	252	1	0,9	0,9	264,14	0,27	0,06	0,045	0,75	0,66	4,05	1,01	АВВГ 4x185
РП8-РП2	253,23	1	365,51	-	304,6	252	1	0,9	0,9	451,24	0,27	0,06	0,061	0,73	0,68	9,19	2,30	АВВГ 4x120
РП2-РП1	253,23	1	365,51	-	304,6	252	1	0,9	0,9	451,24	0,27	0,06	0,061	0,89	0,46	10,32	2,58	АВВГ 4x120
РП10-РП7	97,28	1	140,42	-	117,0	252	1	0,9	0,9	173,36	0,27	0,06	0,077	0,78	0,63	4,65	1,16	АВВГ 4x120
РП10-РП9	649,96	1	938,14	-	781,8	252	1	0,9	0,9	1158,20	0,27	0,06	0,012	0,78	0,63	4,84	1,21	АВВГ 4x120
РП9-РП11	249,19	2	179,83	14,39	149,9	283	1	0,9	0,9	222,02	0,21	0,06	0,003	0,95	0,31	0,20	0,05	АВВГ 4x150
РП11-РП12	67,21	1	97,00	-	80,8	221	1	0,9	0,9	119,76	0,34	0,06	0,014	0,75	0,66	0,69	0,17	АВВГ 4x95
ТП6-РП3	447,85	4	161,60	8,62	134,7	283	1	0,9	0,9	199,51	0,21	0,06	0,005	0,85	0,52	0,29	0,07	АВВГ 4x150
ТП5-РП8	253,23	2	182,75	14,62	152,3	283	1	0,9	0,9	225,62	0,21	0,06	0,053	0,81	0,59	3,43	0,86	АВВГ 4x150

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов кз в относительных единицах в электроустановках выше 1000В

Принимаем базисные условия, используем приближенное приведение к одной ступени напряжения.

$$S_6 := 100 \quad x_c := 0$$

$$U_{6_1} := 37$$

$$U_{6_2} := 10.5$$

$$U_{6_3} := 10.5$$

$$U_{6_4} := 0.4$$

Определим базисные токи

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}} = 1.56 \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}} = 5.499 \quad I_{6_3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_3}} = 5.499$$

$$I_{6_4} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_4}} = 144.338$$

$$i := 1..4$$

$$I_{6_i} = \begin{pmatrix} 1.56 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

Определим параметры элементов схемы замещения СЭС

Трансформатор Т2

$$S_{\text{ном2}} := 4 = 4 \quad \text{МВА} \quad \% u_{k2\%} := 8$$

$$x_{T_2} = \frac{u_{k2\%}}{100} \cdot \frac{s_6}{s_{\text{ном2}}} = 2$$

Линии:

Количество линий $i := 1..2$

W1 - воздушные линии 35кВ

$$x_{0_1} := 0.4 \text{ Ом/км} \quad r_{0_1} := 0.31 \text{ Ом/км} \quad l_1 := 5.2 \text{ км}$$

W2 (ГПП-ТП4) - кабельная линия

$$x_{0_2} := 0.177 \text{ Ом/км} \quad r_{0_2} := 0.443 \text{ Ом/км} \quad l_2 := 0.0726 \text{ км}$$

$$x_{W_i} = \frac{x_{0_i} s_6^{-1_i}}{(U_{6_i})^2} \quad r_{W_i} = \frac{r_{0_i} s_6^{-1_i}}{(U_{6_i})^2}$$

Суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{W_1} = 0.152$$

$$R_{\Sigma_1} := r_{W_1} = 0.118$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma_1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 0.192$$

Ток кз в точке К1

$$I_{kzK1} := \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma_1}} = 3.118$$

Суммарное сопротивление со стороны системы до точки К2

$$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{T2} = 2.152$$

$$R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} = 0.118$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}) = 2.152$$

Ток кз в точке К2

$$I_{kzK2} := \frac{I_{62}}{Z_{c2}} = 2.555$$

Суммарный ток в точке К2

$$I_{kzK2} := I_{kzK2} = 2.555$$

Определяем суммарное сопротивление отдельно от системы до точки К3

$$X_{c\Sigma_3} := X_{c\Sigma_2} + x_{W2} = 2.164$$

$$R_{c\Sigma_3} := r_{W2} = 0.029$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) = \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_3} = Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_3}, X_{c\Sigma_3}) = 2.164$$

Ток кз в точке К3

$$I_{kzK3} = \frac{I_{6_2}}{Z_{c_3}} = 2.541$$

Суммарный ток в точке К3

$$I_{kzK_3} = I_{kzK3} = 2.541$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент в зависимости от отношения $x\Sigma / r\Sigma$

$$i := 1..3$$

$$T_a(R, X) = \frac{X}{R}$$

$$T_{a_1} = T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 1.29$$

Для определения ударных токов в точках кз, находим ударные коэффициенты [2, табл. 3.3]

$$K_{уд_1} = 1.09$$

$$K_{уд_2} = 1.8 \quad K_{уд_3} = 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{уд_1} = \sqrt{2} I_{кз} K_1 \cdot K_{уд_1} = 12.513 \quad i_{уд_3} = \sqrt{2} I_{кз} K_3 \cdot K_{уд_3} = 6.469$$

$$i_{уд_2} = \sqrt{2} I_{кз} K_2 \cdot K_{уд_2} = 6.504$$

Расчет токов кз в именнованных единицах в электроустановках ниже 1000 В

$$U_{ном} = 0.4 \text{ кВ} \quad S_{ном} = 630 \text{ кВА} \quad u_{к\%} = 8 \% \quad \Delta P_k = 6.5$$

Результирующее сопротивление до точки К5 в именнованных единицах

$$x_{pes30} = X_{c\Sigma_3} \cdot \frac{(U_{6_2})^2}{S_6} = 2.385$$

Приведенное к базисному напряжению сопротивление, Ом, элементов схемы до щекового трансформатора составит

$$x_{pes30.4} = x_{pes30} \left(\frac{0.4}{10.5} \right)^2 \cdot 10^3 = 3.462$$

Определяем сопротивление, Ом, цехового трансформатора

$$r_{\text{ЦТ}} = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^6 = 2.62$$

$$x_{\text{ЦТ}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к}2\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{\text{ном}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^6 = 20.148$$

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К4

$$x_{\Sigma K_4} = x_{\text{pes}30.4} + x_{\text{ЦТ}} = 23.61$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах п/с составляет 15мОм:

$$r_{\text{доб}} = 15$$

$$r_{\Sigma K_4} = r_{\text{ЦТ}} + r_{\text{доб}} = 17.62$$

Определяем ток кз в точке К4, кА

$$I_{\text{кс}K_4} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_{\Sigma K_4})^2 + (r_{\Sigma K_4})^2}} = 7.839$$

Определим ударный коэффициент в зависимости от отношения $x\Sigma / r\Sigma$ и рассчитаем ударный ток, кА, в точке K4.

$$T_{K4} = \frac{x\Sigma K_4}{r\Sigma K_4} = 1.34$$

$$K_{yK4} = 1.03$$

$$i_{yK4} = \sqrt{2} I_{K4} K_{yK4} = 11.419$$

Результаты расчетов токов кз

$$i = 1..4$$

$$I_{K4} = \begin{pmatrix} 8.118 \\ 2.555 \\ 2.541 \\ 7.839 \end{pmatrix} \quad K_{yK1} = \begin{pmatrix} 1.09 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1.03 \end{pmatrix} \quad i_{yK1} = \begin{pmatrix} 12.513 \\ 6.504 \\ 6.469 \\ 11.419 \end{pmatrix}$$

$$r_{t,3} := \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном},3}^2} \cdot 10^6 = 1.92$$

$$x_{t,3} := \sqrt{\left(\frac{U_{k,3}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{\text{ном},3}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном},3}} \cdot 10^6 = 9.406$$

Линии

Количество линий $i := 1..3$

W1 – воздушная линия

$$r_{0,1} := 0.1182 \quad x_{0,1} := 0.111 \quad l_1 := 4.5 \quad x_{w,1} := \frac{x_{0,1} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{6,1})^2} = 0.036 \quad r_{w,1} := \frac{r_{0,1} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{6,1})^2} = 0.039$$

W2, W3 – линии 10 кВ $U_{6,2,3} := U_{6,2}$

$$r_{0,2} := 0.443 \quad x_{0,2} := 0.196 \quad l_2 := 0.249 \quad x_{w,2} := \frac{x_{0,2} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{6,2})^2} = 0.044 \quad r_{w,2} := \frac{r_{0,2} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{6,2})^2} = 0.1$$

$$r_{0,3} := 0.641 \quad x_{0,3} := 0.204 \quad l_3 := 0.178 \quad x_{w,3} := \frac{x_{0,3} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{6,3})^2} = 0.033 \quad r_{w,3} := \frac{r_{0,3} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{6,3})^2} = 0.103$$

Синхронный двигатель, где n – количество двигателей

$$n_{\text{дв}} := 4 \quad x_d := 0.2 \quad P_{\text{ндв}} := \frac{720}{1000}$$

$$x_{\text{дв}} := x_d \cdot \frac{S_6}{n_{\text{дв}} \cdot P_{\text{ндв}}} = 6.944 \quad E := 1.1$$

Определяем суммарное сопротивление до точки K1

$$x_c := \frac{100}{1150} = 0.087$$

$$X_{\Sigma,1} := x_c + x_{t,1} + x_{w,1} = 0.29$$

$$R_{\Sigma,1} := r_{w,1} = 0.039$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия:
если r_{Σ} больше $x_{\Sigma}/3$, то учитываем в расчетах активное
сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R_{\Sigma.1}, X_{\Sigma.1}) := \begin{cases} \sqrt{R_{\Sigma.1}^2 + X_{\Sigma.1}^2} & \text{if } R_{\Sigma.1} > \frac{x_{\Sigma}}{3} \\ X_{\Sigma.1} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma.1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma.1}, X_{\Sigma.1}) = 0.29$$

Определяем ток КЗ в точке К1

$$I_{kK.1} := \frac{I_{6.1}}{Z_{\Sigma.1}} = 5.379 \text{ kA}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К2

$$X_{c\Sigma.2} := X_{\Sigma.1} + x_{t.2} = 1.078 \quad X_{cd\Sigma.2} := x_{db} + x_{w_3} = 6.977$$

$$R_{c\Sigma.2} := R_{\Sigma.1} = 0.039 \quad R_{cd\Sigma.2} := r_{w_3} = 0.103$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если r_{Σ} больше $x_{\Sigma}/3$,
то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma.2}(R_{c\Sigma.2}, X_{c\Sigma.2}) := \begin{cases} \sqrt{R_{c\Sigma.2}^2 + X_{c\Sigma.2}^2} & \text{if } R_{c\Sigma.2} > \frac{x_{\Sigma}}{3} \\ X_{c\Sigma.2} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c.2} := Z_{\Sigma.2}(R_{c\Sigma.2}, X_{c\Sigma.2}) = 1.078 \quad Z_{cd.2} := Z_{\Sigma}(R_{cd\Sigma.2}, X_{cd\Sigma.2}) = 6.977$$

Определяем токи в точке 2

$$I_{kcK.2} := \frac{I_{6.2}}{Z_{c.2}} = 5.103$$

$$I_{kcdK.2} := \frac{I_{6.2} \cdot E}{Z_{cd.2}} = 0.867$$

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{kK.2} := I_{kcK.2} + I_{kcdK.2} = 5.969$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3

$$x_{\text{ЭКВ.2}} := \frac{X_{c\Sigma.2} \cdot X_{cd\Sigma.2}}{X_{c\Sigma.2} + X_{cd\Sigma.2}} = 0.933 \quad K_{p.1} := \frac{x_{\text{ЭКВ.2}}}{X_{c\Sigma.2}} = 0.866 \quad K_{p.2} := \frac{x_{\text{ЭКВ.2}}}{X_{cd\Sigma.2}} = 0.134$$

$$x_{\text{рез}} := x_{\text{ЭКВ.2}} + x_{W_2} = 0.978 \quad l := 1..2$$

$$x_{3\Sigma_1} := \frac{x_{\text{рез}}}{K_{p.1}} = 1.129 \quad x_{3\Sigma_2} := \frac{x_{\text{рез}}}{K_{p.2}} = 7.308$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и синхронного двигателя

$$I_{kcK.3} := \frac{I_{6.3}}{x_{3\Sigma_1}} = 4.872 \quad I_{kcdK.3} := \frac{I_{6.3} \cdot E}{x_{3\Sigma_2}} = 0.828$$

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{kK.3} := I_{kcK.3} + I_{kcdK.3} = 5.699$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой в зависимости от отношения x_{Σ}/r_{Σ}

Количество точек К3

$$T_{a.1} := \frac{X_{\Sigma.1}}{R_{\Sigma.1}} = 7.467$$

$$K_{уд.1} := 1.9$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К4

$$X_{c\Sigma.2} = 1.078 \quad x_{W_3} = 0.033$$

$$X_{c\Sigma.4} := X_{c\Sigma.2} + x_{W_3} = 1.111$$

$$R_{c\Sigma.4} := r_{W_3} = 0.103$$

$$Z_{c\Sigma.4}(R_{c\Sigma.4}, X_{c\Sigma.4}) := \begin{cases} \sqrt{R_{c\Sigma.4}^2 + X_{c\Sigma.4}^2} & \text{if } R_{c\Sigma.4} > \frac{X_{c\Sigma.4}}{3} \\ X_{c\Sigma.4} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c\Sigma.4}(R_{c\Sigma.4}, X_{c\Sigma.4}) = 1.111$$

$$X_{cd\Sigma.4} := x_{DB} = 6.944$$

$$R_{cd\Sigma.4} := 0$$

$$Z_{cd\Sigma.4} := Z_{c\Sigma.4}(R_{cd\Sigma.4}, X_{cd\Sigma.4}) = 1.111$$

$$Z_{cd\Sigma.4}(R_{cd\Sigma.4}, X_{cd\Sigma.4}) := \begin{cases} \sqrt{R_{cd\Sigma.4}^2 + X_{cd\Sigma.4}^2} & \text{if } R_{cd\Sigma.4} > \frac{X_{cd\Sigma.4}}{3} \\ X_{cd\Sigma.4} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{cd\Sigma.4}(R_{cd\Sigma.4}, X_{cd\Sigma.4}) = 6.944$$

$$Z_{cd\Sigma.4} := Z_{cd\Sigma.4}(R_{cd\Sigma.4}, X_{cd\Sigma.4}) = 6.944$$

Определяем ток КЗ в точке
К4

$$I_{kcK.4} := \frac{I_{6.2}}{Z_{c\Sigma.4}} = 4.951$$

$$I_{kcdK.4} := \frac{I_{6.2} \cdot E}{Z_{cd\Sigma.4}} = 0.871$$

Суммарный ток в точке К4

$$I_{kK.4} := I_{kcK.4} + I_{kcdK.4} = 5.822$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К5 от системы

$$X_{rez0.4} := x_{rez} \left(\frac{0.4}{10.5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1.419$$

Суммарное активное
сопротивление

$$X_{c5} := X_{rez0.4} + x_{t.3} = 10.825$$

$$r_{\text{доб}} := 15$$

$$R_{c5} := r_{t,3} + r_{\text{доб}} = 16.92$$

Определяем ток К3 в точке К5

$$I_{kK,5} := \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{c5}^2 + R_{c5}^2}} = 11.497 \quad T_{a5} := \frac{X_{c5}}{R_{c5}} = 0.64$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3, К4, К5
находим ударные коэффициенты

$$K_{уд,2} := 1.8 \quad K_{уд,3} := K_{уд,2} \quad K_{уд,4} := K_{уд,2} \quad K_{уд,5} := 1.05$$

Определяем ударные токи в точках

$$i_{уд,1} := \sqrt{2} \cdot I_{kK,1} \cdot K_{уд,1} = 14.453 \quad I_{kK,1} = 5.379$$

$$i_{уд,2} := \sqrt{2} \cdot I_{kK,2} \cdot K_{уд,2} = 15.196 \quad I_{kK,2} = 5.969$$

$$i_{уд,3} := \sqrt{2} \cdot I_{kK,3} \cdot K_{уд,3} = 14.508 \quad I_{kK,3} = 5.699$$

$$i_{уд,4} := \sqrt{2} \cdot I_{kK,4} \cdot K_{уд,4} = 14.821 \quad I_{kK,4} = 5.822$$

$$i_{уд,5} := \sqrt{2} \cdot I_{kK,5} \cdot K_{уд,5} = 17.073 \quad I_{kK,5} = 11.497$$

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Политехнический институт

ОТЗЫВ
руководителя о бакалаврской работе
студента *факультета энергетики*
группы ФЭ18-05Б

Селивановой Виктории Андреевны
(Ф.И.О. студента)

1. Бакалаврская работа выполнена по заданию кафедры

электроэнергетики ПИ СФУ

(наименование организации, отдела)

2. В работе (проекте) решены следующие задачи:

Дана краткая характеристика технологических процессов завода. Произведен расчет электрических нагрузок, выбор центра электрических нагрузок, технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, выбор кабельных линий, расчет компенсирующих устройств, выбор схемы электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, расчет заземления и грозозащиты подстанции, рассмотрены вопросы электробезопасности, а также произведен расчет релейной защиты трансформатора ГПП, спецвопрос на тему «Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС».

3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки «**отлично**»,

а его автор — присвоения квалификации бакалавр по профилю подготовки Электроснабжение.

Руководитель проекта


подпись
17.6.22

Амузаде А.С.
Фамилия И.О.

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 **В.И. Пантелеев**
подпись инициалы, фамилия
« 15 » 06 2022г.

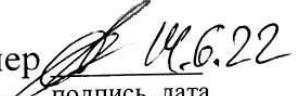
Бакалаврская работа
наименование ВКР
«Электроснабжение пивоваренного завода»
тема (вариант)
13.03.02.07, Электроснабжение
Код и наименование специальности

Руководитель  к.т.н., доцент
подпись, дата

A.S. Амузаде
инициалы, фамилия

Выпускник  13.06.22
подпись, дата

B.A. Селиванова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер  к.т.н., доцент
подпись, дата

A.S. Амузаде
инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Студенту Селивановой Виктории Андреевне
Группа ФЭ18-05Б. Направление(специальность) 13.03.02.07
номер код
Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение
наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение пивоваренного завода

Утверждена приказом по университету №5937/с от 20.04.22

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР

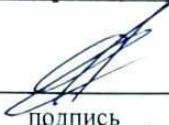
1. Схема генерального плана фабрики;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;
3. Питание пивоваренного завода может быть осуществлено от генераторных шин ТЭЦ мощностью 400 МВт (4 турбогенератора по 100 МВт) с напряжением на шинах 10,5 кВ и с подстанции энергосистемы 35/10,5 кВ. Мощность КЗ на шинах 10,5 кВ ТЭЦ равна 500 МВА.;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 5,2 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Краткое описание технологического процесса; 2. Расчёт электрических нагрузок; 3. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 4. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия; 5. Технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения; 6. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 7. Выбор кабельных линий; 8. Расчет токов короткого замыкания; 9. Выбор оборудования; 10. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции; 11. Релейная защита силового трансформатора ТМН-4000/35; 12. Электробезопасность; 13. Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС.

Из	Лис	№ локум.	Полл.	Лат	ДП-13.03.02.07		
Разраб	Селиванова	Мария	Валерий				
Пров.	Амузаде		19622		Лит.	Лист	Листов
Н.Конт					у	2	101
Утв.	Пантелеев	Михаил	132622		Кафедра ЭЭ		
Электроснабжение пивоваренного завода							

Перечень графического материала 1. Генеральный план фабрики с картограммой нагрузок; 2. Технико-экономические показатели вариантов схем электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора ТМН 4000/35; 6. Технико-экономические показатели схемы электроснабжения.

Руководитель ВКР


подпись

подпись

A.S. Амузаде

инициалы и фамилия

V.A. Селиванова

инициалы и фамилия студента

Задание принял к исполнению

«15» 04 2022 г.

Из	Лис	№ докум.	Подп.	Лат

ДП-13.03.02.07

Лис
3