

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Пантелеев  
подпись                      инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

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

Выпускник \_\_\_\_\_ В.А. Селиванова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент А.С. Амузаде  
подпись, дата                      должность, учёная степень                      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. Техничко-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.

					<b>ДП-13.03.02.07</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>	<b>Электроснабжение</b>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разра</i>	<i>Селиванов</i>					<i>√</i>	<i>2</i>	<i>100</i>
<i>Пров</i>	<i>Амузаде</i>				<b>Кафедра ЭЭ</b>			
<i>И Конт</i>								
<i>Упр</i>	<i>Пантелеев</i>							

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

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

В.А. Селиванова

инициалы и фамилия студента

« » 2022 г.

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
ИЗ	Лис	№	Подп	Дат		?

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение пивоваренного завода» содержит 100 страниц текстового документа, 21 таблиц, 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.

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Из	Лис	№	Подп	Дат		4

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1. Краткое описание технологического процесса .....	8
1.1 Определение категории цехов по надежности электроснабжения .....	10
2. Расчёт электрических нагрузок .....	12
2.1 Определение расчётных 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. Техничко-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

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.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лис
Из	Лис	№	Подп	Дат		7





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 функции 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 заключения 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]

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

Остальные отнесены к III категории.

## 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	В-IV	П-IIa
2	ПМК-13	III	Нормальное помещение	В-IIa	П-II
3	АТК-4	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
4	УМ-19	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
5	УПТК	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
6	ПМК-2	II	Нормальное помещение	В-II	П-IIa
7	СМП-159	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
8	МК-61	II	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
9	Вторцветмет	III	Нормальное помещение	В-IIa	П-II
10	ГАПТ	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
11	Росбакалея	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
12	Сельхозтех.	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
13	Пивзавод	II	Нормальное помещение	В-IIa	П-II
14	АТБ	III	Нормальное помещение	В-IV	П-IIa
15	РМЗ	II	Жаркое помещение	В-IIa	П-II



где  $\text{tg}\phi$  – 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 приближено, 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:

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

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.

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

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

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:

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		13





Таблица 3 – Определение цеха электрических нагрузок активной мощности

№ цеха	Наименование	Р <sub>p</sub> +Р <sub>po</sub> , кВт	Р <sub>po</sub> , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	(Р <sub>p</sub> +Р <sub>po</sub> )х, кВт·м	(Р <sub>p</sub> +Р <sub>po</sub> )у, 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:

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

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



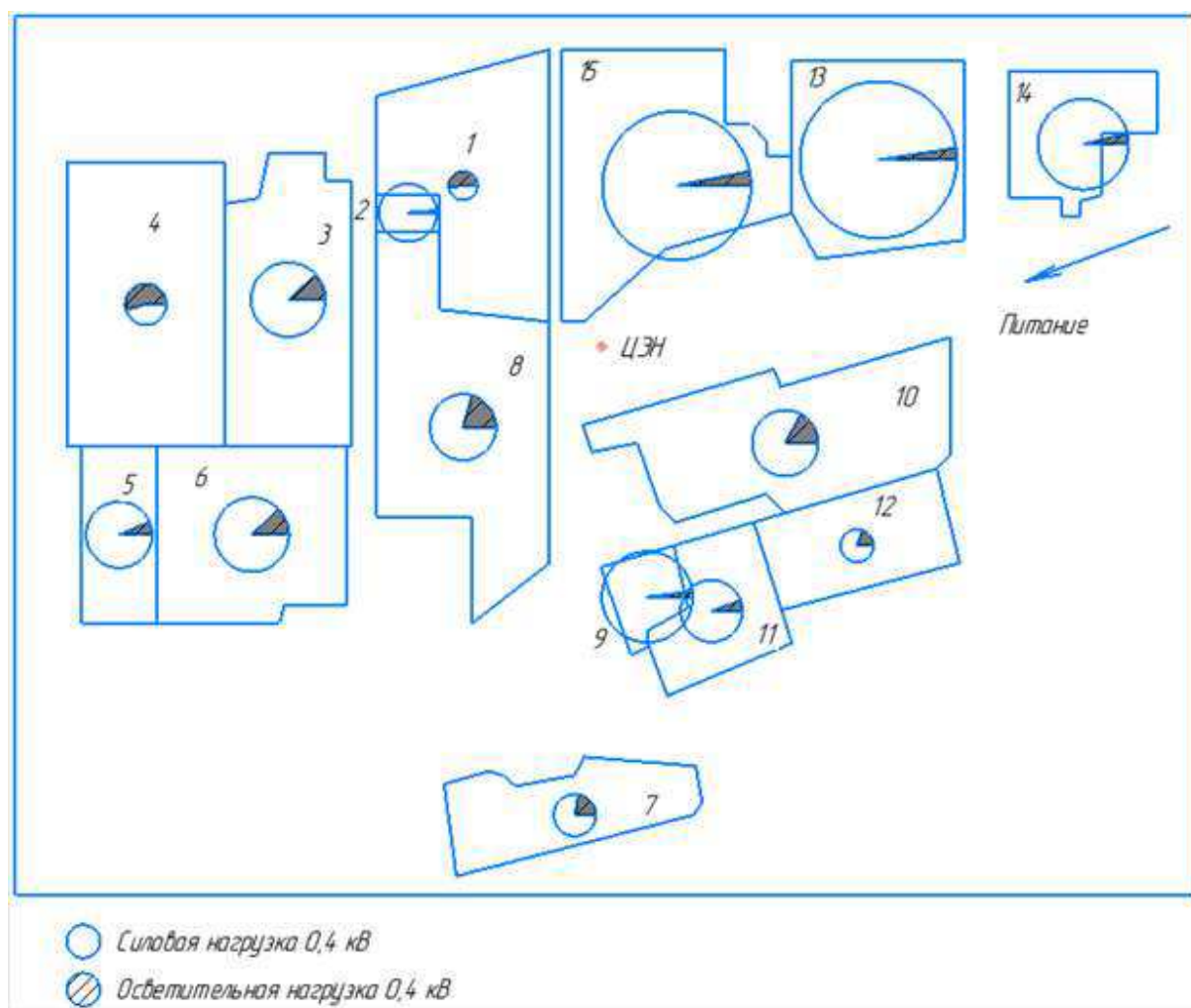


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

#### 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,

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

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

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]

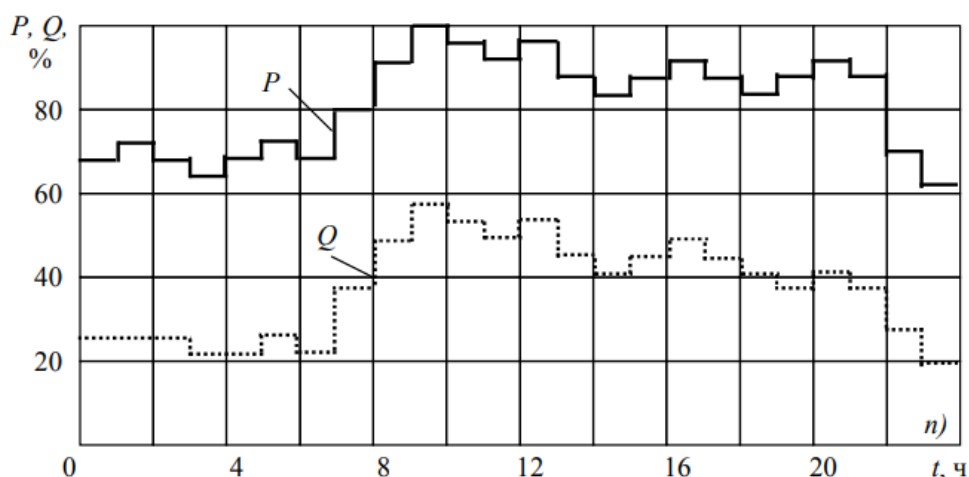


Рисунок 4 – График нагрузки предприятия

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].

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  $I_{НОМ.Т}$  трансформатора в нормальном и ток трансформатора в аварийном режиме  $I_{НОМ.Т.ав}$ , А

$$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.Т}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95, \quad (4.3)$$

$$I_{НОМ.Т.ав} = \frac{S_{НОМ.Т} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.Т}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 11} = 293,92. \quad (4.4)$$

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

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

$a_{20}=0,87;$      $t_{20}=1;$   
 $a_{21}=0,9;$      $t_{21}=1;$   
 $a_{22}=0,87;$      $t_{22}=1;$   
 $a_{23}=0,75;$      $t_{23}=1;$   
 $a_{24}=0,62;$      $t_{24}=1;$

Эквивалентный максимум нагрузки, А,

$$I_{\text{ЭКВ.}(max)} = I_{\text{НОМ.Т.АВ}} \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (4.5)$$

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

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

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

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.

$$k_{\text{Н.Н.}} = \frac{I_{\text{ЭКВ.Н}}}{I_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{155,82}{209,95} = 0,74. \quad (4.8)$$

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  $S_{\text{max}} = S_{\text{рвн}}$  – 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. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения

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

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

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

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

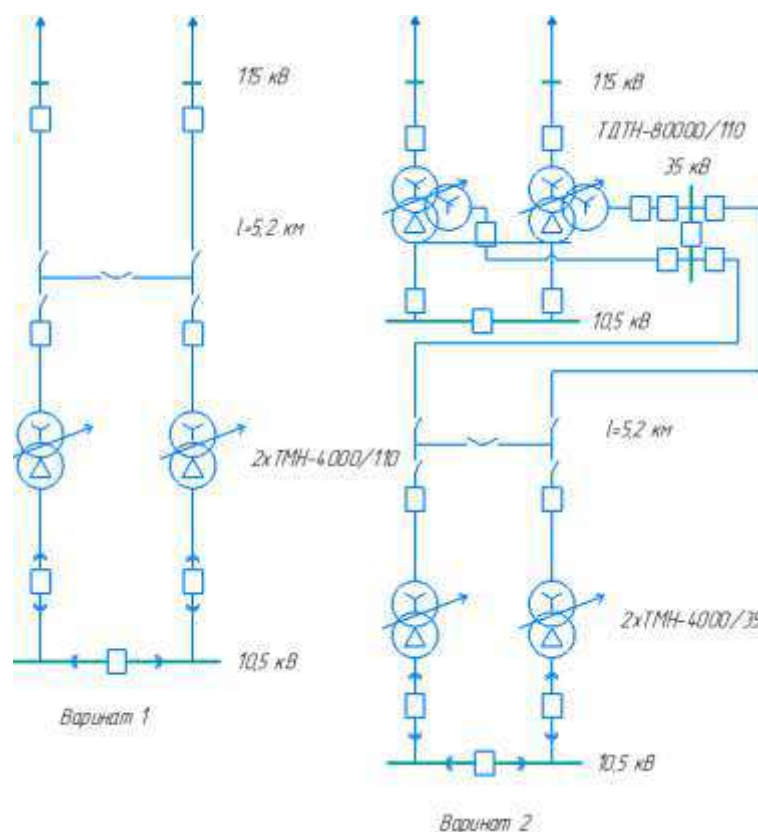


Рисунок 5 – Варианты схем внешнего электроснабжения

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:

$$З = E_n \cdot K + И + У \quad (5.1)$$

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

### 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,

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

где  $n$  – количество цепей воздушной линии, шт.

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

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

Экономически целесообразное сечение провода, мм<sup>2</sup>,

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

где  $j_{эк}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки  $T_{max} = 1500$  ч. [12]

Принимаем ближайшее стандартное сечение  $S_{ст} = 35$  мм<sup>2</sup>, провод марки АС-35 с  $I_{доп} = 175$  А и  $r_0 = 0,85$  Ом/км. [3,13]

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{pmax}; \\ 175 \geq 83,36.$$

б) Выбор выключателей

Предварительно выбираем головные выключатели и выключатели, установленные на ГПП.

Условия выбора выключателей достаточные для выполнения ТЭР:

$$U_{н.в} \geq U_n, \\ I_{н.в} \geq I_{раб.мах},$$

Известно, что  $U_n = 35$  кВ,  $I_{раб.мах} = 83,36$  А и  $U_n = 10$  кВ,

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

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,

$$\begin{aligned} K_{\text{Л35}} &= A_{\text{Л}} + B_{\text{Л}} U_{\text{НОМ}}^2 + C_{\text{Л}} F_{\text{Л}} = 8,7 + 214 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 + 36 \cdot 35 = \\ &= 1530,85, \end{aligned} \quad (5.6)$$

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

Капитальные затраты на две одноцепные ЛЭП, тыс.руб,

$$K_{\text{ПЛЭ}} = K_{\text{Л35}} \cdot n \cdot l = 1530,85 \cdot 1 \cdot 5,2 = 7960,42. \quad (5.7)$$

г) Расчет капитальных затрат на подстанцию

Определяем стоимость элементов, находящихся на ТП:

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

$$\begin{aligned} K_{\text{Т35}} &= A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}} U_{\text{НОМ}}^2 + C_{\text{Т}} S_{\text{НОМ.Т}} = 20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 + 0,886 \cdot 4 = \\ &25,33, \end{aligned} \quad (5.8)$$

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,

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изм	Лис	№	Подп	Дат		21



$$K_{\text{тп}\Sigma 5} = (25,33 \cdot 2 + 17,57 \cdot 2 + 65,92) \cdot 170 = 71521,81, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}\Sigma} + I_{\text{т}\Sigma} + I_{\text{э}\Sigma}. \quad (5.13)$$

Амортизационные отчисления, тыс. руб./год,

$$I_{\text{а}\Sigma} = I_{\text{ал}} + I_{\text{ав}} + I_{\text{ат}}, \quad (5.14)$$

где  $I_{\text{ал}}$ ,  $I_{\text{ав}}$ ,  $I_{\text{ат}}$  – 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  $T_{\text{пи}}$ ,

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}}.$$

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

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

$$I_{\text{т}\Sigma} = I_{\text{тл}} + I_{\text{тв}} + I_{\text{тт}}, \quad (5.17)$$

где  $I_{\text{тл}}$ ,  $I_{\text{тв}}$ ,  $I_{\text{тт}}$  – расходы на эксплуатацию и ремонт соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам.

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

$$I_{\text{т}} = p_{\text{э.р.}} \cdot K. \quad (5.18)$$

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



## 5.1.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Составим схему для расчета надежности:

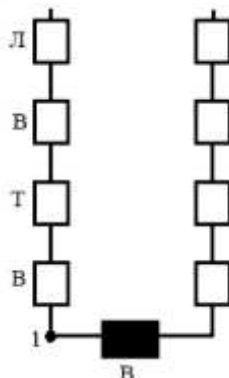


Рисунок 6 - Структурная схема для расчета ущерба

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:

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

Для выключателей 35 кВ:

$$\omega_{\text{В35}} = 0,004 \text{ отказ/год}; T_{\text{ВВ}} = 40 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ.}$$

Для трансформаторов:

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

Для выключателей 10 кВ:

$$\omega_{\text{В10}} = 0,003 \text{ отказ/год}; T_{\text{ВВ}} = 20 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ.}$$

Коэффициент вынужденного простоя для ЛЭП-35 кВ:

$$K_{\text{ВЛ35}} = \omega_{\text{ВЛ35}} T_{\text{ВЛ35}} = 0,08 \cdot \frac{5,2}{100} \cdot 10 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,047 \cdot 10^{-3}. \quad (5.25)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 35 кВ:

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

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

$$\begin{aligned} \omega_I &= \omega_{BЛ35} K_{BЛ35} + \omega_{B35} K_{B35} + \omega_{T35} K_{T35} + \omega_{B10} K_{B10} = \\ &= 0,8 \cdot 0,047 \cdot 10^{-3} + 0,004 \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} + 0,012 \cdot 0,096 \cdot 10^{-3} + \\ &+ 0,004 \cdot 0,0068 \cdot 10^{-3} = 0,039 \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Недоотпуск энергии при аварийных простоях, кВт·ч,

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

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  $k_{oz} = 0,6$ );

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

Ущерб, тыс.руб.,

$$U_I = y_0 \cdot W_{п.э.л} \cdot I_{и.с.с.} = 87 \cdot 3,14 \cdot 104,47 = 224,04, \quad (5.31)$$

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

$I_{и.с.с.}$  - индекс изменения сметной стоимости. [18]

### 5.1.3 Расчет приведенных затрат

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		28



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

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{I_{\text{раб.маx}} \cdot U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{26,52 \cdot 110}{10} = 291,72 \text{ А.} \quad (5.35)$$

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,

$$K_{\text{ПЛΣ}} = K_{\text{Л110}} \cdot n \cdot l = 5126,54 \cdot 1 \cdot 5,2 = 26614,12. \quad (5.37)$$

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,

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
ИЗ	Лис	№	Подп.	Дат		30



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

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,

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

где  $И_{\Sigma}$  – тариф на электроэнергию на сайте ПАО «Красноярскэнергосбыт» для 110 кВ.

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год,

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

## 5.2.2 Определение ущерба от перерыва электроснабжения

Для линий 110 кВ:

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

Для выключателей 110 кВ:

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

Для трансформаторов 110/10:

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

Для выключателей 10 кВ:

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

Коэффициент вынужденного простоя для ЛЭП-110 кВ:

$$K_{ВЛ110} = \omega_{ВЛ110} T_{ВЛ110} = 1 \cdot \frac{5,2}{100} \cdot 9 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,053 \cdot 10^{-3}. \quad (5.52)$$

Коэффициент вынужденного простоя для выключателей 110 кВ:

$$K_{В110} = \omega_{В110} T_{В110} = 0,003 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,0068 \cdot 10^{-3}. \quad (5.53)$$

Коэффициент вынужденного простоя для трансформаторов 35 кВ:

$$K_{Т35} = \omega_{Т35} T_{Т35} = 0,017 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24} \cdot 10^{-3} = 0,136 \cdot 10^{-3}. \quad (5.54)$$



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

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

Недоотпуск энергии при аварийных простоях, кВт·ч,

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

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  $k_{oz} = 0,6$ );

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

Ущерб, тыс.руб.,

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

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

$I_{и.с.с.}$  - 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  $K_{\Sigma}$  – суммарные капитальные затраты, тыс. руб./год,  $I_{\Sigma}$  – суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год,  $Y_{\Sigma}$  – ущерб, тыс.руб.

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 $\Delta W$ , тыс. кВт·ч/год	12843,1	12503,54
Стоимость годовых потерь электроэнергии $I_{\Sigma}$ , 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 категоричности, 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,

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

где  $k_{co}$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки территории, о.е.;  
 $P_{уд}$  – удельная мощность осветительной нагрузки территории промышленного предприятия (0,09-0,25)[6], кВт/м<sup>2</sup>,  $S_{тер}$  – площадь предприятия без учета площади цехов, м<sup>2</sup>.

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]

Таблица №6 – Осветительная нагрузка территории предприятия

Часть территории	Доля части территории от общей площади, %	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар
С-3	14	0,674	0,223
С-В	20	0,963	0,318
Ю-3	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  $\sigma$ , кВт·А/м<sup>2</sup>

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

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.;

$\Delta N$  – 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.

Таблица 7 – Результаты расчета количества трансформаторов в цехах.

№ТП	Потребители	Место расположения	$\sigma_H$ , кВА/м <sup>2</sup>	$N_{min}$ , шт	$\Delta N$	m	$N_{опт}$ , шт
ТП-1	Цех № 15 и Освещение территории С-3	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- 3	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 <sup>2</sup>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	S <sub>ном.т.</sub> , кВА	N <sub>опт.</sub> , шт	Тип трансформатора
ТП-1	2487	1041,508	1040,159	1472,037	1000	2	ТМ 1000/10/0,4
ТП-2, ТП-3	2805	1509,091	973,082	1796,926	630	4	ТМ 630/10/0,4
ТП-4, ТП-5, ТП-6	12218	1364,963	911,776	1484,042	400	5	ТМ 400/10/0,4
ТП-7, ТП-8,	5654	870,674	478,719	1000,411	400	3	ТМ 400/10/0,4

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

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

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{см}} - Q_{\max m} = 1040,159 - 1040,266 = -0,107 \text{ квар} \quad (6.6)$$

Если  $Q_{\text{нк1}} \leq 0$ , установка конденсаторных батарей не требуется. Дальнейший расчёт не производится.





- 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.

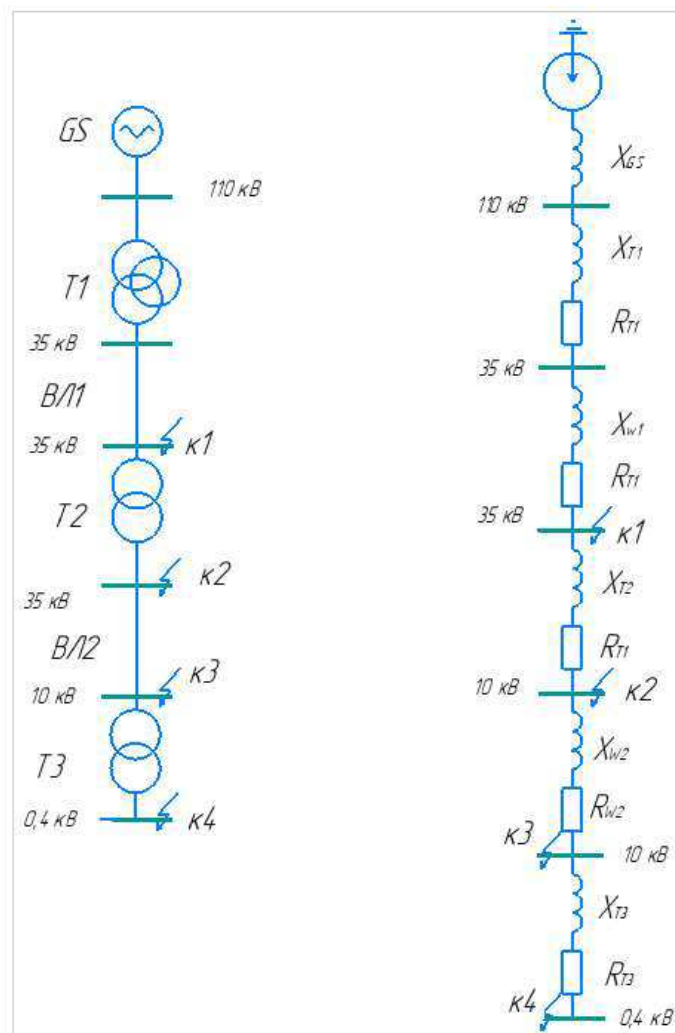


Рисунок 8 – схема замещения

Изд	Лист	№	Подп	Дат
-----	------	---	------	-----

ДП-13.03.02.07

Лист  
29





$U_{\text{номВН}}$  – 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  $\tau$  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;

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

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		41





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

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

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		дд



По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (9.26)$$

$$35 = 35$$

По длительному току

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

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

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (9.28)$$

$$6,469 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

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

$$3,295 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

$$r_2 \leq r_{2ном} \quad (9.30)$$

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

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

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3 [30]	0,2	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	СР3021-5 [31]	0,5	2,5	2,5	2,5
Счетчик активной энергии	СТ3021-5[32]	0,5	2,5	2,5	2,5



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

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

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

$$0,78 < 0,8$$

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

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

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

Проверка по классу точности

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

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



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		
			А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3 [30]	0,2	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	СР3021-5 [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<sup>2</sup>,

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

где  $\rho$  – 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<sup>2</sup>. Фактическое сопротивление проводов, Ом,

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

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

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

$$0,27 < 0,6$$

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

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

$$6,469 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

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

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		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

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

Сечение, мм<sup>2</sup>

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

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм<sup>2</sup>.

Фактическое сопротивление проводов, Ом,

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

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

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

$$0,58 < 0,6$$

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

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

$$10 = 10$$

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

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

$$6,469 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

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

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

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		
			А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3 [28]	0,2	2,5	2,5	2,5
Итого:			2,5	2,5	2,5

Общее сопротивление приборов, Ом,

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

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

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

Сечение, мм<sup>2</sup>

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

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм<sup>2</sup>.  
Фактическое сопротивление проводов, Ом,

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

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

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

$$0,174 < 0,4$$

### 9.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/√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

Приборы	Тип	Мощность одного обмотки, В·А	Число приборов в	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 ошинок 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 сталеалюминевый провод марки АС 70/11[3] с допустимой токовой нагрузкой  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ .

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

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

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

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

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

$q$  – сечение проводника,  $\text{мм}^2$ .

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

#### 9.4.2 Выбор сборных шин и ошинок 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, $\text{мм}^2$
370	30×4	120

Проверим шины на термическую устойчивость по условию

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

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

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

$$20,17 < 120$$

Проверим шины на электродинамическую устойчивость по условию

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

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, см<sup>3</sup>,

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

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].

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изм	Лис	№	Подп	Дат		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	cosφ	Нагрузка	
			$P_{расч}$ , кВт	$Q$ , квар
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, квар;

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

Мощность ТСН определяется так, кВ·А,

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

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

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	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$u_k$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , 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,

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

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 СЭЦ-63.

Таблица 16 – Выбор ОПН

Параметр	ОПН–П–35 УХЛ1	ОПН–П–10 УХЛ2
U <sub>ном</sub> , кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение U <sub>НР</sub> , 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.

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 ( $I_{в ном}$ ).

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

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

$$6,504\text{ кА} < 31,5\text{ кА}$$



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

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,

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

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		61

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

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

## 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  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

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

Предельное сопротивление совмещенного ЗУ

$$R_{\text{зу1}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{0,45} = 555,556 \text{ Ом} \quad (10.2)$$

где расчетный (емкостный) ток замыкания на землю:

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

Требуемое по НН  $R_{з\text{у}2} = 10 \text{ Ом}$ , но так как  $\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , то для расчета принимается  $R_{з\text{у,доп}} = R_{з\text{у}2} \cdot 0,01\rho = 10 \cdot 0,01 \cdot 200 = 20 \text{ Ом}$ .

Количество вертикальных электродов  
- без учета экранирования (расчетное)

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

$N'_{\text{в.р}}$  принимается равным 6.  
- с учетом экранирования

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

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.

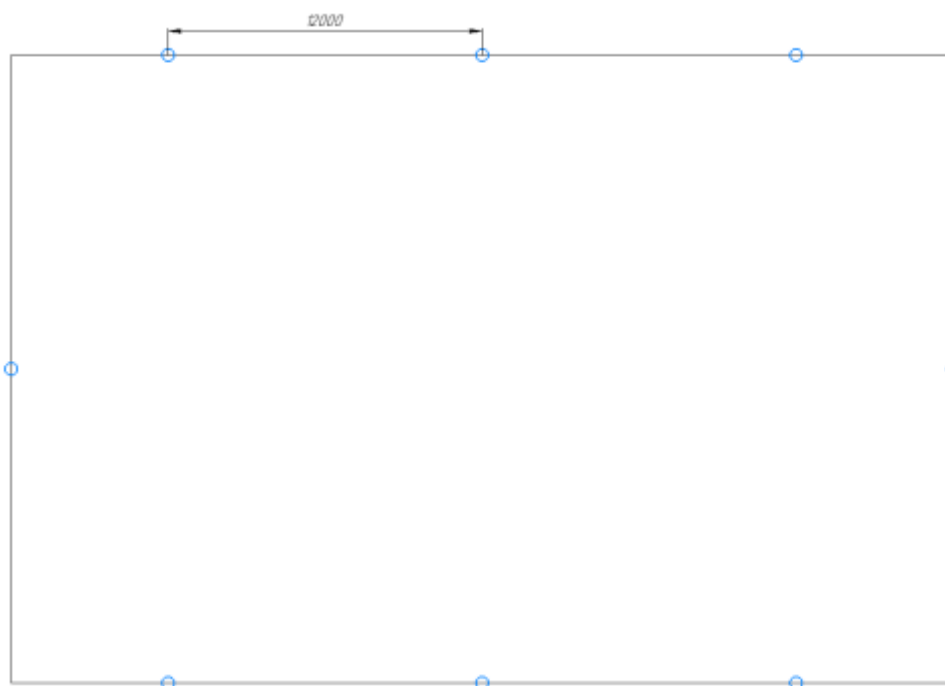


Рисунок 9 – Размещение вертикальных заземлителей

Определим уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов

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

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{L_\Pi \eta_\Gamma} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.}\Gamma} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_\Pi^2}{b \cdot t} =$$

$$= \frac{0,4}{128 \cdot 0,64} \cdot 200 \cdot 4 \cdot \lg \frac{2 \cdot 128^2}{17,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 25,668 \text{ Ом} \quad (10.7)$$

где  $L_\Pi$  – длина полосы, м;

$\eta_\Gamma$  – коэффициент использования горизонтального электрода;

$t$  – глубина заложения, м;

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

Определяем фактическое сопротивление ЗУ

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

(10 Ом)  $R_{\text{з.доп}} > R_{\text{з.ф}}(9,833 \text{ Ом})$  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 грозových волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

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



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

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

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

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

Высота зоны в виде конуса, м, определяется по [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 молниеотводов, устанавливаются два и более.

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

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

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

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.

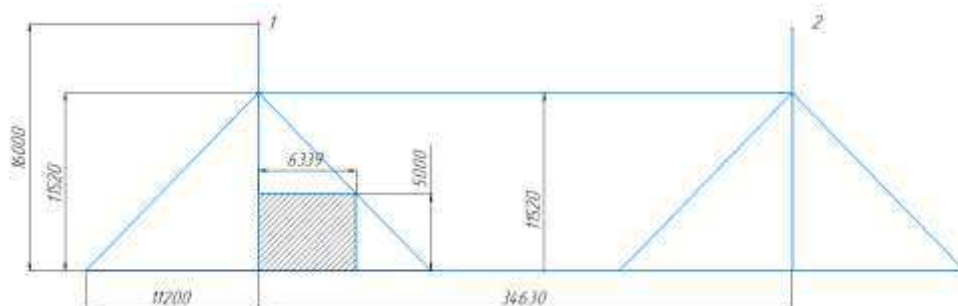


Рисунок 10 – Зона защиты между 1 и 2 молниеотводами

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.

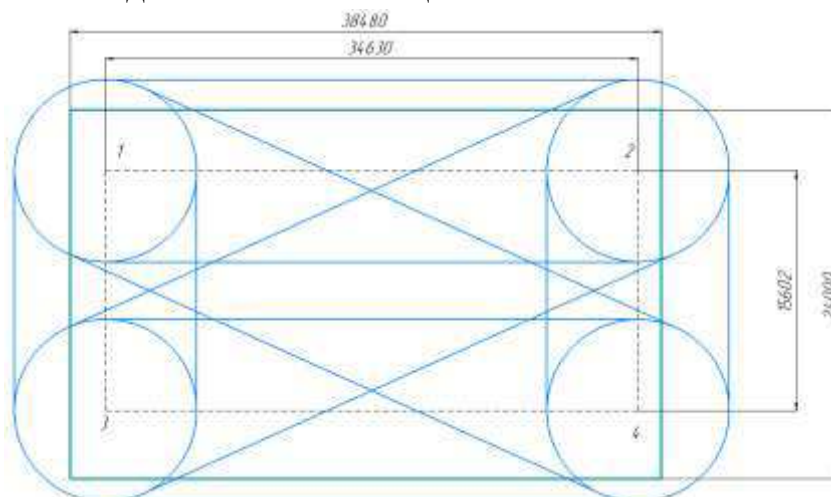


Рисунок 11 – Зона защиты четырех стержневых молниеотводов

## 11. Релейная защита силового трансформатора ТМН-4000/35

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 –  $t_{сз} = t_{сз\text{ см.эл}} + \Delta t$ , так как мгновенное срабатывание не требуется

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

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

### **11.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ**

1. Номинальный ток высокой стороны, А,

$$I_{\text{н}}^{\text{В}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}^{\text{В}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,983 \quad (11.1)$$

где  $S_H$  – мощность трансформатора, кВ·А;

$U_H^B$  – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А,

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

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

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

– номинальный ток  $I_{НОМ} = 150$  А;

– коэффициент трансформации  $n_{TA1} = 150/5$ .

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

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

Тип TV1 – НАЛИ–35

$$n_{TV2} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100} \quad (11.4)$$

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,

$$I_{сз} = 4 \cdot I_H^B = 4 \cdot 65,983 = 263,932 \quad (11.5)$$

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

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{та1}} = 1649,572 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 8,798 \quad (11.6)$$

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
ИЗ	Лис	№	Подп.	Дат		68

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

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,

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

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

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

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата принимают равным 0,85.

Ток срабатывания реле, А

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{та1}}} = 282,562 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 9,418 \quad (11.9)$$

Проверка защиты по чувствительности:

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

Значение удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с,

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

### 11.4 Защита от технологических перегрузок

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

Ток срабатывания защита, А,

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изм	Лис	№	Подп	Дат		69



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 производятся мегомметром и сравниваются с нормами, регламентированными в МПОТ, ПУЭ ПТЭЭП и ППБ.

б) защитное отключение (релейная защита) при коротких замыканиях (дифференциальная защита от междуфазных кз и газовая защита), замыканиях на землю (токовая защита от обратной последовательности), перегрузках, и перенапряжениях коммутационных, и атмосферных (от перегрузки), пробоях напряжения на металлических корпусах электрооборудования (защита замыкания на землю).

в) контактное защитное заземление.

г) защита от прямых ударов молнии - предусматривается грозозащита. ОПН (ограничитель перенапряжения).

### 13. Исследование влияния высших гармоник на потери в СЭС

					<b>ДП-13.03.02.07</b>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		71











## 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 сопротивление переменному току и малое – постоянному, а емкость конденсатора – наоборот.

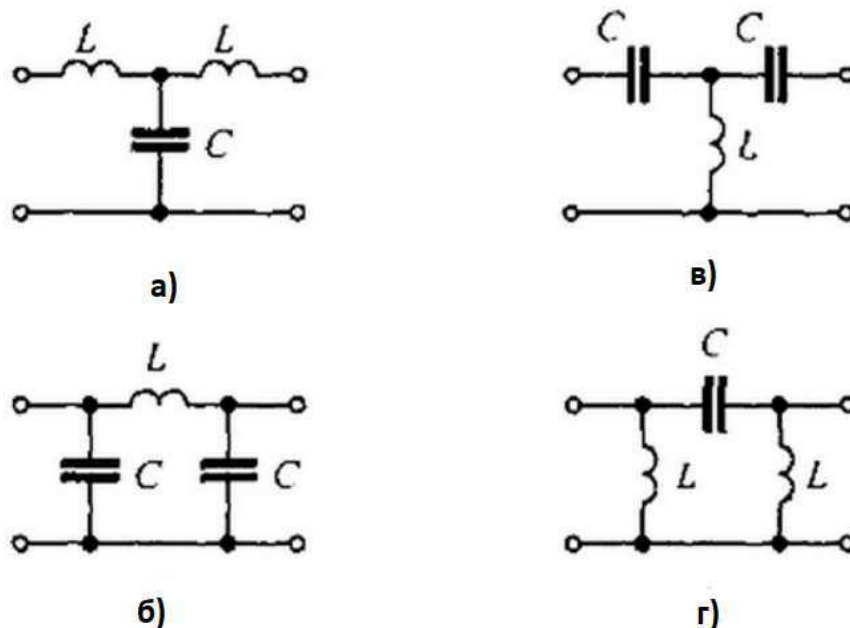


Рисунок 12- а,б) пассивный ФНЧ фильтр; в,г) пассивный ФВЧ фильтр

### 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

Изд	Лист	№	Подп	Дат

ДП-13.03.02.07

Лист  
76

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]

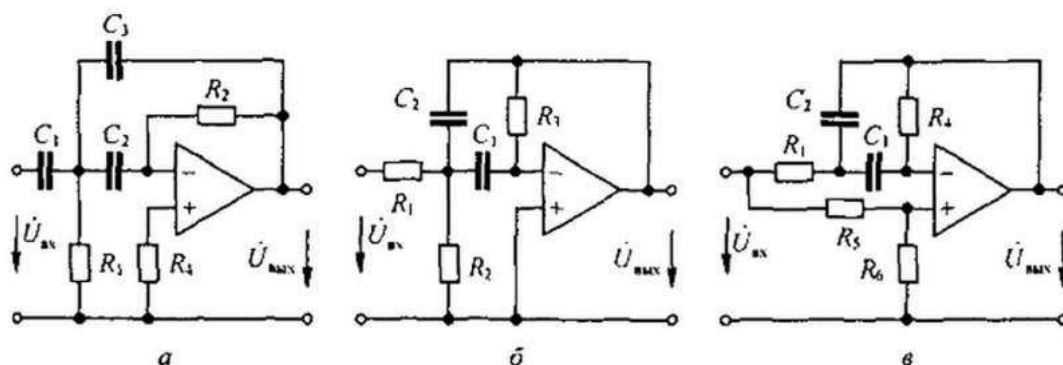


Рисунок 13 – схемы, а) низкочастотного активного RC-фильтра; б) полосно-пропускающего активного RC-фильтра; в) полосно-заграждающего активного RC-фильтра.

#### 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 настраиваются на частоту определенной гармоники и работает как поглотитель, преобразуя токи ВГ в тепло,



					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№</i>	<i>Подп</i>	<i>Дат</i>		<i>79</i>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании электроснабжения пивоваренного завода был произведён расчёт электрических нагрузок предприятия, определен центр электрических нагрузок, рассчитано рациональное напряжение питающей сети с учётом чего произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения. Произведён 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.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лис
Изд	Лис	№	Подп	Дат		ял











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 p.
56. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий: 4-е изд., перераб. и доп. Москва Энергоатомиздат, 2000. 331 с.
57. Harmonic Mitigating Transformers, Hammond Power Solution Inc., 2006. 27 p
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.

## 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		
		Рн, кВт	Кс	cosφ	tgφ	Рр, кВт	Qр, квар	F, м <sup>2</sup>	Рудо, кВт	Рн0, кВт	Ксо	Рро, кВт	cosφ0	tgφ0	Qро, квар	Рр+Рро, кВт	Qр+Qро, квар	Sp, 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	РМЗ	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	Sр, кВА	n	Ip, А	Ipmax, А	F, мм2	Idоп, А	K1	K2	K3	Idопрасч, А	г, Ом/км	х, 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	Ipmax, А	F, мм2	Idоп, А	K1	K2	K3	Idопрасч, 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 4х150
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 4х50
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 4х150
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 4х185
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 4х120
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 4х120
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 4х120
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 4х120
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 4х150
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 4х95
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 4х150
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 4х150



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов кз в относительных единицах в электроустановках выше 1000В

Принимаем базисные условия, спользуем 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

$$S_{\text{НОМ}2} := 4 = 4 \quad \text{МВА} \quad \% u_{\text{к}2}\% := 8$$

$$x_{T2} := \frac{u_{k2\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}2}} = 2$$

Линии

Количество линий  $i := 1..2$

W1 - воздушные линии 35кВ

$$x_{0_1} := 0.4 \text{ Ом/км} \quad r_{0_1} := 0.31 \text{ Ом/км} \quad l_{01} := 5.2 \text{ км}$$

W2 (ГПП-ТП4) - кабельная линия

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

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

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 K1

$$I_{кзK1} := \frac{I_{G1}}{Z_{\Sigma 1}} = 8.118$$

Суммарное сопротивление со стороны системы до точки K2

$$X_{c\Sigma 2} := X_{\Sigma 1} + x_{T2} = 2.152$$

$$R_{c\Sigma 2} := R_{\Sigma 1} = 0.118$$

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 K2

$$I_{кзK2} := \frac{I_{G2}}{Z_{c2}} = 2.555$$

Суммарный ток в точке K2

$$I_{кзK2} := I_{кзK2} = 2.555$$

Определяем суммарное сопротивление отдельно от системы до точки K3

$$X_{c\Sigma 3} := X_{c\Sigma 2} + x_{W2} = 2.164$$

$$R_{c\Sigma 3} := r_{W2} = 0.029$$

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

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

$$Z_{c3} = Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_3}, X_{c\Sigma_3}) = 2.164$$

Ток кз в точке К3

$$I_{кзК3} = \frac{I_{б2}}{Z_{c3}} = 2.541$$

Суммарный ток в точке К3

$$I_{кзК3} = I_{кзК3} = 2.541$$

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

$$i = 1..3$$

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

$$T_{a1} = T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 1.29$$

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

$$K_{уд1} = 1.09$$

$$K_{уд2} = 1.8 \quad K_{уд3} = 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{кзК1} \cdot K_{уд1} = 12.513 \quad i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{кзК3} \cdot K_{уд3} = 6.469$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{кзК2} \cdot K_{уд2} = 6.504$$

Расчет токов кз в именованных 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 именованных единицах

$$x_{рез30} = X_{сY_3} \cdot \frac{(U_{6.2})^2}{S_6} = 2.385$$

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

$$x_{рез30.4} = x_{рез30} \cdot \left( \frac{0.4}{10.5} \right)^2 \cdot 10^3 = 3.462$$

Определяем сопротивление, Ом, цехового трансформатора

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

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

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К4

$$x_{\Sigma K_4} = x_{рез30.4} + x_{цт} = 23.61$$

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.

$$r_{доб} = 15$$

$$r_{\Sigma K_4} = r_{цт} + r_{доб} = 17.62$$

Определяем ток кз в точке К4, кА

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

Определим ударный коэффициент в зависимости от отношения  $x\Sigma / r\Sigma$  и рассчитаем ударный ток, кА, в точке К4.

$$T_{д4} = \frac{K_{\Sigma K_4}}{K_{YK_4}} = 1.34$$

$$K_{Yд4} = 1.03$$

$$i_{Yд4} = \sqrt{2} \cdot I_{\Sigma K_4} \cdot K_{Yд4} = 11.419$$

Результаты расчетов токов кз

$$i = 1..4$$

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

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

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

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  $U_{6.2} := U_{6.2}$

$$r_{0_2} := 0.443 \quad x_{0_2} := 0.196 \quad l_2 := 0.249 \quad x_{w_2} := \frac{x_{0_2} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{6.2})^2} = 0.044 \quad r_{w_2} := \frac{r_{0_2} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{6.2})^2} = 0.1$$

$$r_{0_3} := 0.641 \quad x_{0_3} := 0.204 \quad l_3 := 0.178 \quad x_{w_3} := \frac{x_{0_3} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{6.3})^2} = 0.033 \quad r_{w_3} := \frac{r_{0_3} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{6.3})^2} = 0.103$$

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 К1

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

$$X_{\Sigma,1} := x_c + x_{t,1} + x_{w_1} = 0.29$$

$$R_{\Sigma,1} := r_{w_1} = 0.039$$



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

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

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

Определяем ток КЗ в точке К1

$$I_{кК.1} := \frac{I_{6.1}}{Z_{\Sigma,1}} = 5.379 \text{ кА}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К2

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

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

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

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

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

Определяем токи в точке 2

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

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

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{кК.2} := I_{ккК.2} + I_{кклК.2} = 5.969$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3

$$x_{\text{экв.2}} := \frac{X_{с\Sigma.2} \cdot X_{кл\Sigma.2}}{X_{с\Sigma.2} + X_{кл\Sigma.2}} = 0.933 \quad K_{p.1} := \frac{x_{\text{экв.2}}}{X_{с\Sigma.2}} = 0.866 \quad K_{p.2} := \frac{x_{\text{экв.2}}}{X_{кл\Sigma.2}} = 0.134$$

$$x_{\text{рез}} := x_{\text{экв.2}} + x_{w_2} = 0.978 \quad i := 1..2$$

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

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и синхронного двигателя

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

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{кК.3} := I_{ккК.3} + I_{кклК.3} = 5.699$$

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

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

$$X_{с\Sigma.2} = 1.078 \quad x_{w_3} = 0.033$$

$$X_{с\Sigma.4} := X_{с\Sigma.2} + x_{w_3} = 1.111$$

$$R_{с\Sigma.4} := r_{w_3} = 0.103$$

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

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

$$X_{cd\Sigma,4} := x_{дв} = 6.944$$

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

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

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

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

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

Определяем ток КЗ в точке К4

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

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

Суммарный ток в точке К4

$$I_{кК.4} := I_{кзК.4} + I_{кслК.4} = 5.822$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К5 от системы

$$X_{рез0.4} := x_{рез} \cdot \left(\frac{0.4}{10.5}\right)^2 \cdot 10^3 = 1.419$$

Суммарное активное сопротивление

$$X_{с5} := X_{рез0.4} + x_{т.3} = 10.825$$

$$r_{\text{доб}} := 15$$

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

Определяем ток КЗ 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».

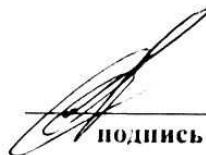
3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки «отлично»,

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

Руководитель проекта

  
подпись

Амузаде А.С.  
Фамилия И.О

17.6.22

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 20 22г.

Бакалаврская работа  
наименование ВКР

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

Руководитель

14.06.22  
подпись, дата

к.т.н., доцент  
должность, учёная степень

А.С. Амузаде  
инициалы, фамилия

Выпускник

13.06.22  
подпись, дата

В.А. Селиванова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

14.06.22  
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. Техничко-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.

					<b>ДП-13.03.02.07</b>			
Изд.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	<b>Электроснабжение пивоваренного завода</b>	Лит.	Лист	Листов
Разраб	Селиванова			30.22		У	2	101
Пров.	Амузаде			19.6.22				
Н.Конт						<b>Кафедра ЭЭ</b>		
УТВ.	Пантелеев			13.03.22				

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

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_  
подпись  
  
\_\_\_\_\_  
подпись

А.С. Амузаде  
инициалы и фамилия  
В.А. Селиванова  
инициалы и фамилия студента

«15» 04 2022 г.

					ДП-13.03.02.07	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		3