

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

Политехнический

институт

Электроэнергетика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023г.

## ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»

код и наименование специальности

Электроснабжение котельного цеха горно-химического комби-  
ната

тема

Пояснительная записка

Руководитель

доцент, к.т.н.

А.С. Амузаде

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Выпускник

Е.В. Коркунов

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Красноярск 2023  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

---

институт

Электроэнергетика

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.И. Пантелеев  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломного проекта**

Студенту \_\_\_\_\_ Коркунову Евгению Викторовичу \_\_\_\_\_

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ18-05Б Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

«Электроснабже-  
ние» \_\_\_\_\_

наименование

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение котельного цеха горно-химического комбината

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР 1. Генплан завода. 2. Нагрузки цехов.

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Технико-экономический расчет выбора варианта схемы электроснабжения; 3. Расчет токов КЗ; 4. Выбор электрооборудования; 5. Релейная защита трансформатора ГПП; 6. Расчет заземления.

Перечень графического материала: 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. План и разрез ГПП; 5. Схема релейной защиты трансформатора ГПП.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

А.С. Амузаде

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023г.

										Лист
										3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.31 ПЗ					

Таблица 1 - Электрические нагрузки турбогенераторного завода

№п/п	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Котельный цех I очередь	1254
2	Котельный цех II очередь	1658
3	Котельный цех III очередь	1403
4	Центральный тепловой щит управления	320
5	Насосная станция	
	0,4 кВ	580
	10 кВ	9550
6	Электроцех	360
7	Насосно-аккумуляторная станция	812
8	Мазутонасосная станция	820
9	Насосная станция хранения мазута	355
10	Станция очистки сточных вод	65
11	ХВО	180
12	Склад кислот	58
13	Ремонтно-механический цех	173
14	Насосно-канализационная станция	87
15	Аккумуляторные баки	37
16	Мазутные баки	42
17	Конденсатонасосная станция	45

Освещение цехов и территории завода определяется по площади

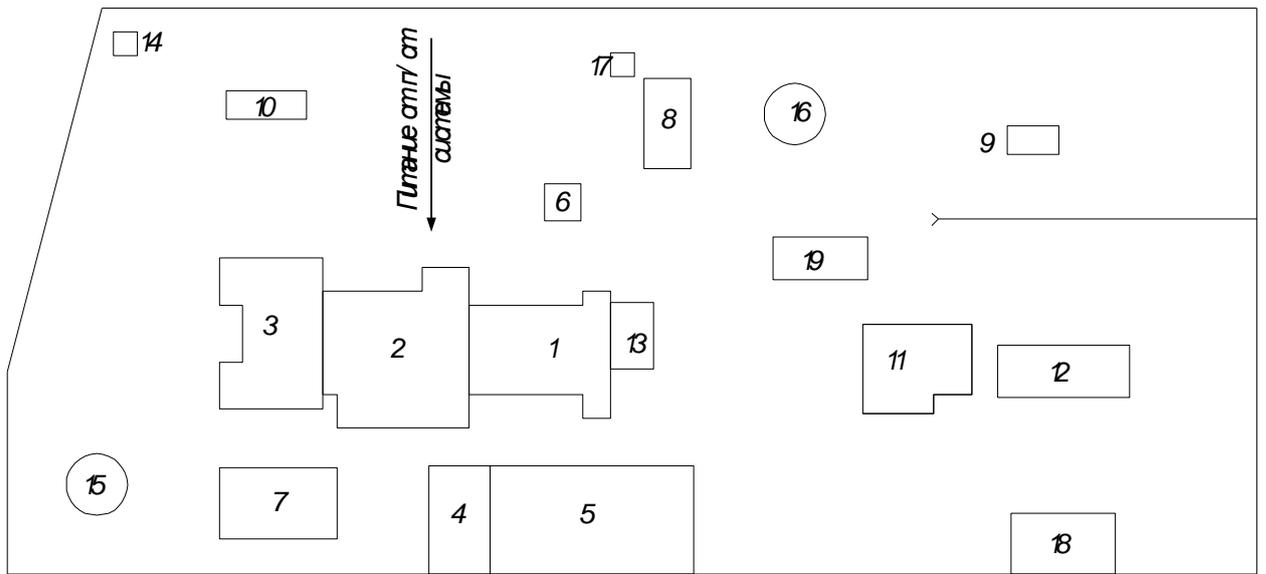


Рисунок 1 - Генеральный план предприятия

					ДП – 130302.31 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение котельного цеха горно-химического комбината» содержит \_\_ страницы текстового документа, \_\_\_\_ приложение, \_\_ использованных источников, \_\_ листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, МОЩНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОДСТАНЦИЯ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ПОТЕРИ.

Цели проектирования:

- определение местоположения ГПП;
- обеспечение надежности электроснабжения;
- выбор наилучшего варианта схемы электроснабжения;
- выбор современного оборудования;
- обеспечение безопасности эксплуатации силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения предприятия было выбрано новейшее электрооборудование, рассмотрены вопросы электробезопасности, рассчитаны молниезащита и заземление ГПП.

					ДП – 130302.31 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## Содержание

Исходные данные на проектирование .....	9
Описание технологического процесса .....	10
1 Характеристика производственных помещений .....	11
1.1 Категории цехов по надежности электроснабжения.....	11
1.2 Характеристика производственных помещений по пожаро- взрывобезопасности	14
1 Расчёт электрических нагрузок по заводу.....	18
1.1 Определение расчётных нагрузок объектов.....	18
1.2 Определение расчётной нагрузки завода с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах .....	21
2 Определение центра электрических нагрузок .....	24
3 Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП .....	27
4 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.....	29
4.1 Первый вариант внешнего электроснабжения (110 кВ) .....	34
4.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ .....	34
4.1.2 Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения.....	34
4.1.3 Расчет ежегодных расходов: на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии .....	35
4.2 Второй вариант внешнего электроснабжения (35 кВ) .....	36
4.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ .....	36
4.2.2 Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения.....	36
4.2.3 Вычисление ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии .....	37
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности .....	39
5.2 Выбор компенсирующих устройств .....	41
5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ	42
6 Выбор кабелей.....	43
7 Расчет токов короткого замыкания .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8 Выбор оборудования .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1 Выбор коммутационной аппаратуры.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН–16000/110 .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ для КРУ на НН в цепи трансформатора ТДН–16000/110 .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий ЗРУ и КРУ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2 Выбор предохранителей.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.3 Выбор измерительных электроаппаратов .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

					<b>ДП – 130302.31 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7



## Исходные данные на проектирование

1. Схема генерального плана завода, рисунок 1.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода Таблица 1.
3. Питание комбината может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжение 115/35/10,5 кВ. Трансформатора работают раздельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ подстанции равна 800 МВА.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 3 км.
5. Стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч определяется в зависимости от ценовой категории по Предельным уровням нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) (сайт ПАО "Красноярскэнергосбыт").
6. Завод работает в три смены.

					<b>ДП – 130302.31 ПЗ</b>		
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>			
Разраб.		Коркунов Е.В.				Лит.	Лист
Провер.		Амузаде А.С.					9
Реценз.							91
Н. Контр.					<b>ЭЭ</b>		
Утверд.							

## Описание технологического процесса

Котельный цех Горно-химического комбината, представляет собой комплекс цехов и насосных станций, предназначенных для производства пара, обеспечения горячей водой и отоплением потребителей.

Основными потребителями пара являются подразделения Горно-химического комбината, сторонние организации, а также вспомогательное оборудование котельной. Котельный цех обеспечивает теплоснабжением и горячей водой город Железногорск и других потребителей.

Выработка пара осуществляется на I очереди котельного цеха. При помощи мазутонасосной станции, топливо (мазут) подается в топку парового котла. При помощи форсунок мазут распыляется и одновременно подается воздух дутьевыми вентиляторами, - происходит процесс горения. В барабане котла вырабатывается пар. На II и III очереди устанавливаются водогрейные котлы. Они служат для подогрева сетевой воды, которая подается в прямые трубопроводы города.

В процессе производства значительную роль играет станция очистки сточных вод. С ее помощью очищается вода, поступающая после обмывки котлов, замазученные воды, поступающие после пропарки технологического оборудования, и прочие промышленные сбросы котельного цеха.

На данной котельной основную долю в балансе электропотребления (55-65%) составляют насосные установки, предназначенные для обеспечения давления и расхода сетевой воды в прямых и обратных трубопроводах города и других потребителей.

Насосно-аккумуляторная станция непрерывно поддерживает расход и давление горячей воды. Имеются специально предназначенные аккумуляторные баки. Они накапливают воду при повышении давления в сетевых трубопроводах, при понижении давления с помощью насосных установок качают воду обратно.

					ДП – 130302.31 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпи-	Да-		10





оборудования или же может сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан.

Также как для первой категории, для второй категории надёжности необходимо резервирование источников питания. Т.е. энергоснабжение электроприёмников 2 категории надёжности электроснабжения необходимо осуществлять от двух независимых источников питания. При нарушении энергоснабжения от одного источника питания, допустимо временное отсутствие энергоснабжения на время переключения на резервный источник оперативным персоналом потребителя или же выездной бригадой электросетей.

К третьей категории надёжности электроснабжения относят все те электроприёмники, которые не вошли в 1 или 2 группу. К третьей категории надёжности могут относиться магазины, небольшие производственные помещения, офисные здания и т.д. Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей 3 категории надёжности - не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно.

Таблица 2 – Категории надёжности электроснабжения цехов

№ п/п	Наименование цеха	Категория надёжности
1	Котельный цех I очередь	I
2	Котельный цех II очередь	I
3	Котельный цех III очередь	I
4	Центральный тепловой щит управления	II
5	Насосная станция	I
6	Электроцех	II
7	Насосно-аккумуляторная станция	I
8	Мазутонасосная станция	I
9	Насосная станция хранения мазута	III
10	Станция очистки сточных вод	II
11	ХВО	II
12	Склад кислот	III
13	Ремонтно-механический цех	II
14	Насосно-канализационная станция	I
15	Аккумуляторные баки	II
16	Мазутные баки	II
17	Конденсатонасосная станция	II
18	Административный корпус	III
19	Гараж	III







— П-Па – зоны в помещениях, где находятся твердые горючие вещества (ГВ) в таком количестве, что удельная пожарная нагрузка равна 1 МДж/м<sup>2</sup> или более;

— П-Ш – зоны вне помещения, где обращаются ГЖ, имеющие t вспышки выше 61 град. (или твердые ГВ).

Таблица 3 – Категории надёжности электроснабжения цехов

№ п/п	Наименование цеха	Категория пожаробезопасности	Категория взрывобезопасности
1	Котельный цех I очередь	П-П	В-П
2	Котельный цех II очередь	П-П	В-П
3	Котельный цех III очередь	П-П	В-П
4	Центральный тепловой щит управления	П-ПА	В-ПА
5	Насосная станция	П-ПА	В-ПА
6	Электроцех	П-П	В-ПА
7	Насосно-аккумуляторная станция	П-П	В-ПА
8	Мазутонасосная станция	П-П	В-ПА
9	Насосная станция хранения мазута	П-П	В-ПА
10	Станция очистки сточных вод	П-ПА	В-ПА
11	ХВО	П-ПА	В-ПА
12	Склад кислот	П-П	В-П
13	Ремонтно-механический цех	П-ПА	В-ПА
14	Насосно-канализационная станция	П-ПА	В-ПА
15	Аккумуляторные баки	П-П	В-ПА
16	Мазутные баки	П-П	В-ПА
17	Конденсатонасосная станция	П-П	В-ПА
18	Административный корпус	П-ПА	В-ПА
19	Гараж	П-ПА	В-ПА

## 2 Расчёт электрических нагрузок по заводу

### 2.1 Определение расчётных нагрузок объектов

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надёжность работы электрооборудования.

Расчёт производим по методу установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчётная активная нагрузка определяется по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса,[2];

$P_{ном}$  – суммарная номинальная мощность электроприёмников объекта, кВт.

Расчётную реактивную нагрузку определим по формуле, кВАр

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности, который соответствует  $\cos \varphi$  данной группы приёмников,[2].

Таким образом, полная нагрузка объекта равна

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

Активная нагрузка освещения вычисляется по формуле, кВт

$$P_{ро} = K_{со} \cdot P_{но}, \quad (4)$$

где  $K_{со}$ – коэффициент спроса на осветительную установку, [2];  $P_{но}$ - суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (5)$$

где  $P_{удо}$  – удельная плотность нагрузки на 1 м<sup>2</sup> заводской площади, [2], кВт/м<sup>2</sup>;

					ДП – 130302.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

F – площадь соответственного объекта с учётом масштаба, м<sup>2</sup>. По генеральному плану определяются заводские площади.

По формуле вычисляется реактивная нагрузка освещения, кВАр

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности светильников, который соответствует  $\cos \varphi$  данного типа светильников, [2].

Полная расчётная мощность объекта, кВА

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (7)$$

На примере цеха №1 рассмотрим расчёт мощности по генплану.

Расчётная активная нагрузка, кВт (по (1))

$$P_{p1} = 0,7 \cdot 1254 = 877,8.$$

Расчётная реактивная нагрузка, кВАр (по (2))

$$Q_{p1} = 877,8 \cdot 0,75 = 658.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт (по (5))

$$P_{но1} = 0,015 \cdot 2592 = 38,88.$$

Активная нагрузка освещения, кВт (по (4))

$$P_{po1} = 38,88 \cdot 0,95 = 36,94.$$

Реактивная нагрузка освещения, кВАр (по (6))

$$Q_{po1} = 36,94 \cdot 0,48 = 17,89.$$

Полная расчётная мощность цеха, кВА (по (7))

$$S_{p1} = \sqrt{(877,8 + 36,94)^2 + (658 + 17,89)^2} = 1137,56.$$

Для оставшихся цехов производим расчёт нагрузок таким же образом. В таблице 4 приведены результаты расчётов электрических нагрузок завода.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Изм.  
Лист  
№ Докум.  
Подпись  
Дата

ДЛ – 130302.07 ПЗ  
Лист  
15

Таблица 4 – Расчетные электрические нагрузки завода

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка						
	P <sub>н</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	cos φ	tg φ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	F, м <sup>2</sup>	P <sub>уд</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	P <sub>но</sub> , кВт	K <sub>со</sub>	P <sub>ро</sub> , кВт	cos φ <sub>о</sub>	tg φ <sub>о</sub>	Q <sub>ро</sub> , квар	P <sub>рΣ</sub> , кВт	Q <sub>рΣ</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВ·А		
Потребители 0,4 кВ																			
1	Котельный цех I очередь	1254	0,7	0,8	0,75	877,8	658	2592	0,015	38,88	0,95	36,94	0,9	0,48	17,89	914,74	676,24	1137,56	
2	Котельный цех II очередь	1658	0,7	0,8	0,75	1160,6	870,5	3624	0,015	54,36	0,95	51,64	0,9	0,48	25,01	1212,24	895,46	1507,11	
3	Котельный цех III очередь	1403	0,7	0,8	0,75	982,1	736,58	2644	0,015	39,66	0,95	37,68	0,9	0,48	18,2	1019,78	754,82	1268,74	
4	Центральный тепловой щит управления	320	0,9	0,85	0,62	288	178,49	1150	0,017	19,55	0,95	18,57	0,9	0,48	9,00	306,57	187,48	359,35	
5	Насосная станция	580	0,75	0,8	0,75	435	326,25	4140	0,012	49,68	0,95	47,20	0,9	0,48	22,86	482,20	349,11	595,31	
6	Электроцех	360	0,75	0,8	0,75	270	202,50	225	0,014	3,2	0,95	2,99	0,9	0,48	1,45	272,99	203,95	340,76	
7	Насосно-аккумуляторная станция	812	0,7	0,8	0,75	568,4	426,3	1755	0,012	21,1	0,95	20,01	0,9	0,48	9,69	588,41	435,99	732,33	
8	Мазутонасосная станция	820	0,75	0,8	0,75	615	461,25	800	0,012	9,6	0,85	8,16	0,9	0,48	3,95	623,16	465,20	777,65	
9	Насосная станция хранения мазута	355	0,7	0,8	0,75	248,5	186,38	240	0,012	2,9	0,85	2,45	0,9	0,48	1,19	250,95	187,56	313,30	
10	Станция очистки сточных вод	65	0,6	0,7	1,02	39	39,79	465	0,012	5,6	0,85	4,74	0,9	0,48	2,30	43,74	42,09	60,70	
11	ХВО	180	0,6	0,8	0,75	108	81,00	1865	0,012	22,4	0,85	19,02	0,9	0,48	9,2	127,02	90,21	155,80	
12	Склад кислот	58	0,6	0,9	0,48	34,8	16,85	1232	0,01	12,3	0,6	7,39	0,9	0,48	3,58	42,19	20,43	46,88	
13	Ремонтно-механический цех	173	0,45	0,75	0,88	77,85	68,66	500	0,014	7,0	0,85	5,95	0,9	0,48	2,88	83,80	71,54	110,18	
14	Насосно-канализационная станция	87	0,65	0,8	0,75	56,55	42,41	100	0,012	1,20	0,85	1,02	0,9	0,48	0,49	57,57	42,91	71,80	
15	Аккумуляторные баки	37	0,3	0,85	0,62	11,1	6,88	63	0,011	0,7	0,85	0,59	0,9	0,48	0,29	11,69	7,16	13,71	
16	Мазутные баки	42	0,3	0,85	0,62	12,6	7,8	24	0,011	0,3	0,85	0,22	0,9	0,48	0,11	12,82	7,92	15,07	
17	Конденсатонасосная станция	45	0,65	0,8	0,75	29,25	21,9	25	0,012	0,30	0,85	0,26	0,9	0,48	0,12	29,51	22,06	36,84	
18	Административный корпус	180	0,9	0,85	0,62	162	100	1125	0,02	22,50	0,9	20,25	0,9	0,48	9,81	182,25	110,21	212,98	
19	Гараж	123	0,4	0,7	1,02	49,2	50,19	525	0,011	5,78	0,85	4,91	0,9	0,48	2,4	54,11	52,57	75,44	
Освещение территории																			
Итого по 0,4 кВ							8552										6025,75	4482,47	
Потребители 10 кВ																			
10	Насосная. АД	9550	0,9	0,9	0,48	8595	4162,75									8595	4162,75	9550,00	
Итого по 10 кВ		9550				8595	4162,75									8595	4162,75	9550,00	
Всего		18102,0				14620,8	8645,22									14938,1	8848,37	17362,04	

## 2.2 Определение расчётной нагрузки завода с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Расчётная полная мощность завода определяется по расчётным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учётом расчётной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП (при её сооружении), компенсации реактивной мощности.

По данным таблицы 2 полная расчётная мощность нагрузки 0,4 кВ равна:  $S_p = 7886,06$ .

Потери активной и реактивной мощности этих трансформаторов вычислим приблизительно, поскольку трансформаторы главной понизительной подстанции (ГПП) и цеховые трансформаторы ещё не определены.

Потери активной мощности, для цеховых трансформаторов, кВт

$$\Delta P_{ц. тр} = 0,02 \cdot S_p, \quad (8)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность силовых (0,4 кВ) и осветительных приёмников завода.

$$\Delta P_{ц. тр} = 0,02 \cdot 7886,06 = 157,72.$$

Потери реактивной мощности, кВАр

$$\Delta Q_{ц. тр} = 0,1 \cdot S_p, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{ц. тр} = 0,1 \cdot 7886,06 = 788,61.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода, в период максимальных нагрузок энергосистемы, кВАр

$$Q_{\Sigma} = K_a \cdot (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}), \quad (10)$$

где  $K_a$  – коэффициент, зависящий от напряжения питающих линий; при  $U = 110$  кВ  $K_a = 0,29$ ,

$\Sigma P_{p,0,4}$ ,  $\Sigma P_{p,10}$  – суммарная расчётная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт.

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot (6343,37 + 8595) = 4332,05.$$

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

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

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (11)$$

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

$$Q_{\text{ку}} = 4685,62 + 4162,75 + 788,61 - 4332,05 = 5304,92.$$

Расчётная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, кВАр

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (Q_{\text{р}\Sigma 0,4} + Q_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (12)$$

где  $K_{\text{рм}}$  – коэффициент разновременности максимума нагрузок, равняется 0,95.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (4685,62 + 4162,75) \cdot 0,95 + 788,61 = 9194,55.$$

Нескомпенсированная реактивная мощность на шинах 10 кВ ГПП, кВАр

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{р}} = 9194,55 - 5304,92 = 3889,63.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Определим потери активной мощности в них, кВАр

$$\Delta P_{\text{ку}} = \Delta P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_{\text{уд}}$  – удельные потери в БСК, равняются 0,002 (0,2%), кВт/кВАр.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 5304,92 = 10,61.$$

Общая активная мощность предприятия, отнесённая к шинам ГПП 10кВ с учётом разновременности максимумов силовой нагрузки и потерь в КУ, кВт

$$P_{\text{р}} = (P_{\text{р}\Sigma 0,4} + P_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}} + \Delta P_{\text{ку}}, \quad (15)$$

где  $P_{\text{р}\Sigma}$  – расчётная активная мощность завода, отнесённая к шинам 10кВ с учётом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки  $K_{\text{рм}} = 0,95$ .



### 3 Определение центра электрических нагрузок

ГПП представляет собой один из главных компонентов в системе электроснабжения того или иного индустриального района. В процессе проектирования систем электроснабжения, для того чтобы определить месторасположение ГПП, на генеральном плане индустриального района наносятся картограмма нагрузок. Эта картограмма района отображает в себе размещаемые по всему генеральному плану окружности, при этом площади, заключенные в эти окружности, в определенном масштабе эквивалентны расчетным нагрузкам цехов. Центр этой окружности является центром нагрузок цеха и каждому цеху отводится определенная окружность [2].

Картограмма электрических нагрузок дает возможность оценить распределение нагрузок по цехам предприятия.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки  $i$ -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты  $z_0$ , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения

					ДП – 130302.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Таблица 5 – Определение центра электрических нагрузок завода

№ цеха на ген-плане	$P_{p\Sigma}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	R	$\alpha$	X, м	Y, м	$P_{p\Sigma} \cdot X$ , кВт·м	$P_{p\Sigma} \cdot Y$ , кВт·м
1	914,74	36,94	17	15	226	93	206730,34	85070,45
2	1212,24	51,64	20	15	165	96	200019,93	116375,23
3	1019,78	37,68	18	13	112	102	114215,02	104017,25
4	306,57	18,57	10	22	192	23	58861,92	7051,17
5	482,20	47,20	12	35	248	23	119584,61	11090,51
6	272,99	2,99	9	4	237	157	64699,22	42859,82
7	588,41	20,01	14	12	115	30	67666,81	17652,21
8	623,16	8,16	14	5	280	191	174484,80	119023,56
9	250,95	2,45	9	4	435	184	109162,38	46174,43
10	43,74	4,74	4	39	110	199	4811,73	8704,86
11	127,02	19,02	6	54	386	87	49030,88	11051,00
12	42,19	7,39	4	63	448	86	18902,02	3628,51
13	83,80	5,95	5	26	265	101	22207,00	8463,80
14	57,57	1,02	4	6	50	225	2878,50	12953,25
15	11,69	0,59	2	18	38	38	444,18	444,18
16	12,82	0,22	2	6	334	195	4283,35	2500,76
17	29,51	0,26	3	3	261	216	7700,81	6373,08
18	209,62	20,25	8	35	448	13	93907,97	2725,01
19	54,11	4,91	4	33	345	134	18667,52	7250,57
<i>итого по 0,4 кВ</i>	6343,10						1338258,97	613409,66
5	8595		52		248	23	2131560,00	197685,00
<i>итого по 10 кВ</i>	8595						2131560,00	197685,00
<b>ВСЕГО</b>	<b>14938,10</b>						<b>3469818,97</b>	<b>811094,66</b>

X = 232 м  
Y = 54 м

#### 4 Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников в системе электроснабжения промышленных предприятий. За счет установки на подстанции двух трансформаторов достигается надежность электроснабжения предприятия. В случае аварии одного из трансформаторов, второй сразу же начнет компенсировать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категорий с учетом перегрузочной возможности трансформатора[2].

По формуле Стилла, определяем рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения, кВ

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (24)$$

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 14,94} = 67,52.$$

Для расчета технико-экономических затрат выбираем два близлежащих значения номинального напряжения 110 кВ и 35 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбираем по формуле, кВА

$$S_m \geq \frac{S_{pBH}}{K_3 \cdot n_m}, \quad (25)$$

где  $S_{pBH}$  – полная расчетная мощность завода, кВА;

$K_3$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_m$ – число трансформаторов.

$$S_m \geq \frac{15628,06}{0,7 \cdot 2} = 11162,9.$$

Выбираем стандартную мощность трансформатора  $S_{ст. тр.} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{3.НР} = \frac{S_{pBH}}{n_m \cdot S_{шт}} \leq 0,7, \quad (26)$$

$$K_{3.НР} = \frac{15628,06}{2 \cdot 16000} = 0,49 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{3.АР} = \frac{S_{pBH}}{S_{шт}} \leq 1,4. \quad (27)$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

$$K_{3AP} = \frac{15628,06}{16000} = 0,98 \leq 1,4.$$

Выбираем по [6] трансформатор ТДН-16000/110, ТДНС-16000/35.

Таблица 6 – Данные трансформаторов из каталога

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напряжение обм.		Потери, кВт		U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P <sub>хх</sub>	P <sub>кз</sub>			
ТДН-16000/110	16	115	11	13	85	10,5	0,3	11900
ТД-16000/35	16	38,5	10,5	8,5	60	8	0,3	9000

## 5 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

Целью технико-экономических расчётов является определение оптимального варианта схемы и параметров электросети и её элементов.

Выбор величины напряжения определяется экономическими факторами: при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в строительство объектов энергосистемы, но при этом за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки. Напряжение сетей внешнего электроснабжения предприятия определяется техническими условиями энергосистемы на подключение, зависит от мощности предприятия, его удаленности от источника питания, перспектив развития сетей энергосистемы и предприятий в данном районе.

Питание завода осуществляется от подстанции, где установлены 2 трансформатора ТДТН-40000/110, воздушной линией 110 кВ, либо воздушной линией 35 кВ. Выбираем вариант электроснабжения для технико-экономического сравнения: от шин питающей подстанции воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) или от шин СН трансформатора воздушной линией 35кВ (2-ой вариант). Согласно вариантам представлены схемы электроснабжения на рисунке 2.

Для расчета капитальных вложений необходимо выбрать коммутационное оборудование, установленное на подстанции, сечение проводников ЛЭП.

Для выбора сечения питающей ЛЭП вычисляем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (28)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (29)$$

Расчетное сечение проводов линии 110 кВ, ищем по величине расчетного тока и экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (30)$$

где  $j_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по [2] в зависимости от годового числа часов применения максимума нагрузки.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (31)$$

где  $K_{\text{ЛЭП}}$  – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию, в системные выключатели Q и разъединители QS, тыс. руб.;

$K_{\text{ГПП}}$  – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы, выключатели Q и разъединители QS, тыс. руб.

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} + K_{\text{Р}}, \quad (32)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_{\text{оВЛ}} \cdot l \cdot n_{\text{ц}}, \quad (33)$$

где  $K_{\text{оВЛ}}$  – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км [7];

$l$  – длина воздушной линии, км;

$n_{\text{ц}}$  – количество параллельно подключенных цепей.

$$K_{\text{В}} = K_{\text{В}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (34)$$

где  $K_{\text{В}}$  – стоимость одного выключателя, тыс. руб.;

$n_{\text{В}}$  – количество выключателей.

$$K_{\text{Р}} = K_{\text{Р}} \cdot n_{\text{Р}}, \quad (35)$$

где  $K_{\text{Р}}$  – стоимость одного разъединителя, тыс. руб.;

$n_{\text{Р}}$  – количество разъединителей.

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В}} + K_{\text{Р}}, \quad (36)$$

$$K_{\text{Т}} = K_{\text{оТр}} \cdot n_{\text{тр}}, \quad (37)$$

где  $K_{\text{оТр}}$  – стоимость одного трансформатора [6], тыс. руб.;

$n_{\text{тр}}$  – число трансформаторов ГПП.



$n$  - количество параллельно подключенных цепей.

Потери энергии в трансформаторах за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_m + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (45)$$

где  $\Delta P_{\text{ХХ}}$  - потери холостого хода трансформатора, кВт [11];

$\Delta P_{\text{КЗ}}$  - потери короткого замыкания трансформатора, кВт [11].

Приведенные затраты, тыс. руб.

$$Z = p_n \cdot K + И, \quad (46)$$

где  $p_n$  – коэффициент дисконтирования,  $p_n = 0,141$  1/год;

$K, И$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Критерием технико-экономического сравнения вариантов являются приведенные затраты.

Так как на проектируемом заводе преобладают нагрузки I и II категорий, то для внешнего электроснабжения предусматриваем две питающих линии. В случае сооружения ГПП предусматриваем установку двух трансформаторов связи с энергосистемой

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ					

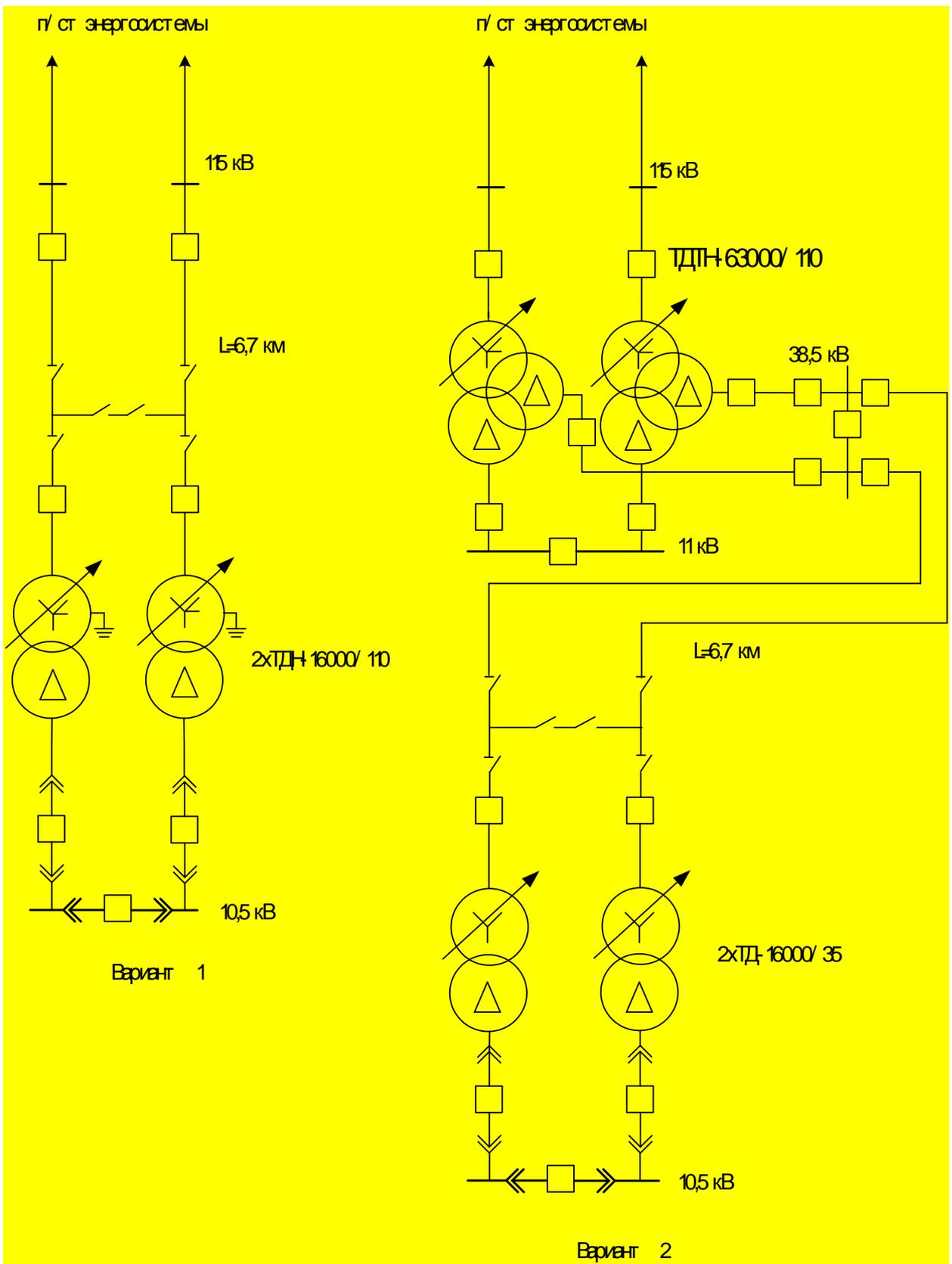


Рисунок 2 – Схемы сравнения вариантов внешнего электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП – 130302.07 ПЗ

Лист

33

## 5.1 Первый вариант внешнего электроснабжения (110 кВ)

### 5.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Вычисляем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{15628,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 39,23,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{15628,06}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 78,46.$$

Расчетное сечение проводов линии 110 кВ, мм<sup>2</sup>

При  $T_{\text{max}}=6200$  ч [9] и неизолированных алюминиевых проводах:  $j_{\text{эк}}=1,0$  А/мм<sup>2</sup>.

$$F = \frac{39,23}{1,0} = 39,23.$$

По условию короны, на линии 110 кВ сечение провода 70 мм<sup>2</sup>, является минимально допустимым.

Принимаем провод марки АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} \geq I_{\text{раб. макс}} = 78,46.$$

### 5.1.2 Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП

Стоимость элегазового выключателя ВГТ-110-П-40/2500ХЛ1 составляет 850 тыс. руб., разъединителя РДЗ.2-110/1000 УХЛ1 равна 170 тыс. руб. [7].

Цена постройки 1 км ВЛ 110 кВ на металлических опорах с подвешиванием одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 811,6 тыс. руб./км [7].

Капитальные вложения в строительство 3 км ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = 811,6 \cdot 2 \cdot 3 = 4869,6.$$

Общие капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{лэп}} = 2 \cdot 850 + 2 \cdot 170 + 4869,6 = 6909,6.$$

Капитальные вложения в ГПП

					ДП – 130302.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



$$I_{\Sigma} = 1914,21 + 866,08 + 1192,98 = 3973,26.$$

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

$$З_{\Sigma} = 0,141 \cdot 33089,6 + 3973,26 = 8638,90.$$

## 5.2 Второй вариант внешнего электроснабжения (35 кВ)

### 5.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ

В нормальном и аварийном режимах, вычисляем расчетные токи, А

$$I_p = \frac{15628,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 117,18,$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{15628,06}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 38,5} = 234,36.$$

Расчетное сечение проводов линии 35кВ вычисляем, исходя из величины расчетного тока и экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>.

При  $T_{\text{max}}=6200$  ч [9] и неизолированных алюминиевых проводах:  $j_{\text{эк}}=1,0$  А/мм<sup>2</sup>.

$$F = \frac{117,18}{1,0} = 117,18.$$

Принимаем провод марки АС-120/19.

$$I_{\text{доп}} = 360 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 234,36.$$

### 5.2.2 Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП

Цена элегазового выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 равна 750 тыс. руб., разъединителя РДЗ-35/1000 составляет 130 тыс. руб. [7].

Цена постройки 1 км ВЛ 35кВ на металлических опорах с подвешиванием одной цепи и проводом марки АС-120/19 равна 754,6 тыс. руб./км, [7].

Капитальные вложения в строительство 3 км ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = 754,6 \cdot 2 \cdot 3 = 4527,6.$$

Общие капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 750 + 2 \cdot 130 + 4527,6 = 6287,6.$$

Капитальные вложения в ГПП

					ДП – 130302.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36



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

$$Z_{\Sigma} = 0,141 \cdot 26307,6 + 3924,21 = 7633,58.$$

Таблица 7 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ вар.	K <sub>Σ</sub> , тыс. р./год	Ежегодные издержки, р./год			Z <sub>Σ</sub> , р./год
		I <sub>Σ</sub> <sup>AM</sup>	I <sub>Σ</sub> <sup>O</sup>	I <sub>ПЭ</sub>	
1(110)	33089,6	1914,21	866,08	1192,98	8638,90
2 (35)	26307,6	1498,91	671,51	1753,79	7633,58

Вывод: по проведенным расчетам разница затрат по сравниваемым вариантам составила 13%. Выбираем вариант питания завода от шин СН по ВЛ 35 кВ (2 вариант).

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

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

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

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

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

### 6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, кВА/м<sup>2</sup>

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (47)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность цеха,  $F$  – площадь цеха.

Проведем расчет для цеха ТП-1, ТП-2

$$\sigma_n = \frac{1247,74}{3092} = 0,40.$$

Если плотность нагрузки до  $\sigma_n = 0,2$ кВА/м<sup>2</sup> целесообразно использовать трансформаторы мощностью до 1000 и 1600кВА, если плотность 0,2 – 0,5кВА/м<sup>2</sup> – мощностью 1600 кВ·А. Если плотность более 0,5кВА/м<sup>2</sup> целесообразность использования трансформаторов мощностью 1600 или 2500кВА.

[3]

Трансформатор выбираем мощностью 400 кВА.

Минимальное число цеховых трансформаторов  $N_{мин}$  равной мощности  $S_{ном.т}$  для питания

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

$$N_{мин} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (48)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность нагрузок, связанных технологически, кВт;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителя II категории  $K_3 = 0,8 - 0,9$ );

$$N_{мин} = \frac{998,54}{0,8 \cdot 400} = 3,33 + 0,67 = 4.$$

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{опт} = N_{мин} + m = 4 + 0 = 4, \quad (49)$$

где  $m$  – дополнительные трансформаторы.

В таблице 8 приведены, результаты выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 8 – Выбор цеховых трансформаторов

Наимен. пункта пит-я	Потребители	Место рас-пол. пункта пит-я	$\delta$ , м <sup>2</sup>	$P_p$ кВт	$Q_p$ кВАр	$S_{ном.т}$ , кВ·А	$K_3$	$N_{опт}$	Тип трансформатора
ТП1, ТП2	1, 13	1	0,40	998,54	747,78	400	0,75	4	ТМ-400/10
ТП3, ТП4	2, 14	2	0,42	1269,81	938,37	630	0,75	3	ТМ-630/10
ТП5, ТП6	3, 10, 14	3	0,44	1121,09	839,81	400	0,8	4	ТМ-400/10
ТП7, ТП8	5, 4	5	0,18	788,77	536,59	250	0,8	4	ТМ-250/10
ТП9	7, 15	7	0,41	600,10	443,15	400	0,75	2	ТМ-400/10
ТП10, ТП11	8, 17, 6, 16, 9	8	1,13	1189,43	886,69	400	0,8	4	ТМ-400/10
ТП12	11, 12, 18, 19	11	0,12	432,94	336,13	400	0,8	2	ТМ-400/10

## 6.2 Выбор компенсирующих устройств

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для механического корпуса, используя данные таблицы 6.

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

$$Q_{\max.T} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_P^2} \quad (50)$$

$$Q_{\max.T} = \sqrt{(4 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 998,54^2} = 665,53.$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, кВАр

$$Q_{\text{НК1}} = Q_P - Q_{\max.T} \quad (51)$$

$$Q_{\text{НК1}} = 747,78 - 665,53 = 82,25.$$

Дополнительная мощность  $Q_{\text{НК2}}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{\text{НК2}} = Q_P - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ОПТ}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (52)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров  $K_{P1} = 15$  (Сибирь) и  $K_{P2} = 3$  (длина питающей линии) и магистральной схемы питания цеховых ТП [2], равный 0,58.

$$Q_{\text{НК2}} = 747,78 - 82,25 - 0,58 \cdot 4 \cdot 400 = -262,47.$$

Так как  $Q_{\text{НК2}} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{\text{НК2}}$  принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, кВАр

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}} \quad (53)$$

$$Q_{\text{НК}} = 82,25 + 0 = 82,25.$$

Расчетную мощность НБК  $Q_{\text{НК}}$  округляем до стандартной ближайшей

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				



## 7 Выбор кабелей

Системы внутреннего электроснабжения – это распределительные сети высокого напряжения от главных понизительных подстанций (ГПП) или центрального распределительного пункта (ЦРП) до цеховых трансформаторных подстанций (ЦТП) и распределительных пунктов (РП) на номинальное напряжение 6–10 кВ.

Для создания рациональной схемы распределения электроэнергии необходим учет многих факторов, таких как конструктивное исполнение сетевых узлов, способ канализации электроэнергии, токи короткого замыкания (КЗ) при разных вариантах и др.

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников: подстанций, распределительных пунктов, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока. В то же время взаимосвязанные технологические агрегаты должны присоединяться к одному источнику, чтобы при исчезновении питания все приемники электроэнергии были одновременно обесточены.

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

Сети внутри заводского распределения энергии могут быть радиальные, магистральные и смешанные – радиально-магистральные. Выбор схемы сетей зависит от требований, предъявляемых к степени надежности электроснабжения, а также от взаимного расположения главной понизительной подстанции и цеховых понизительных подстанций предприятия.

Радиальным и схемами называют такие, в которых электроэнергия от источника питания передается непосредственно к приемному пункту. Чаще применяют радиальные схемы с числом ступеней не более двух.

Магистральные схемы распределения электроэнергии применяют в том случае, когда потребителей много и радиальные схемы не целесообразны.

Основное преимущество магистральной схемы заключается в сокращении звеньев коммутации. Магистральные схемы целесообразно применять при расположении подстанций на территории предприятия, близком к линейному, что способствует прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей и тем самым сокращению длины магистрали.

					ДП – 130302.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как исключается возможность резервирования на низшем напряжении одно трансформаторных подстанций при питании их от одной магистрали.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка.

ГПП – РУ1

Для бесперебойного питания спроектированы 2 параллельно проложенных в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (57)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{10550,0}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 152,28.$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{10550,0}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 203,03.$$

По справочным материалам выбираем кабель марки ААШв с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, алюминиевой оболочкой, защитным шлангом из ПВХ, на напряжение 10 кВ. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [4] находим, что допустимая перегрузка  $K_3$  составляет 1,25. Коэффициент  $K_2$  снижения токовой нагрузки принимаем по [4] равным 0,9. Коэффициент  $K_1$  принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению  $I_{\text{доп}}$ .

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} \geq \frac{I_{\text{раб.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (59)$$

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = \frac{203,03}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} = 180,48.$$

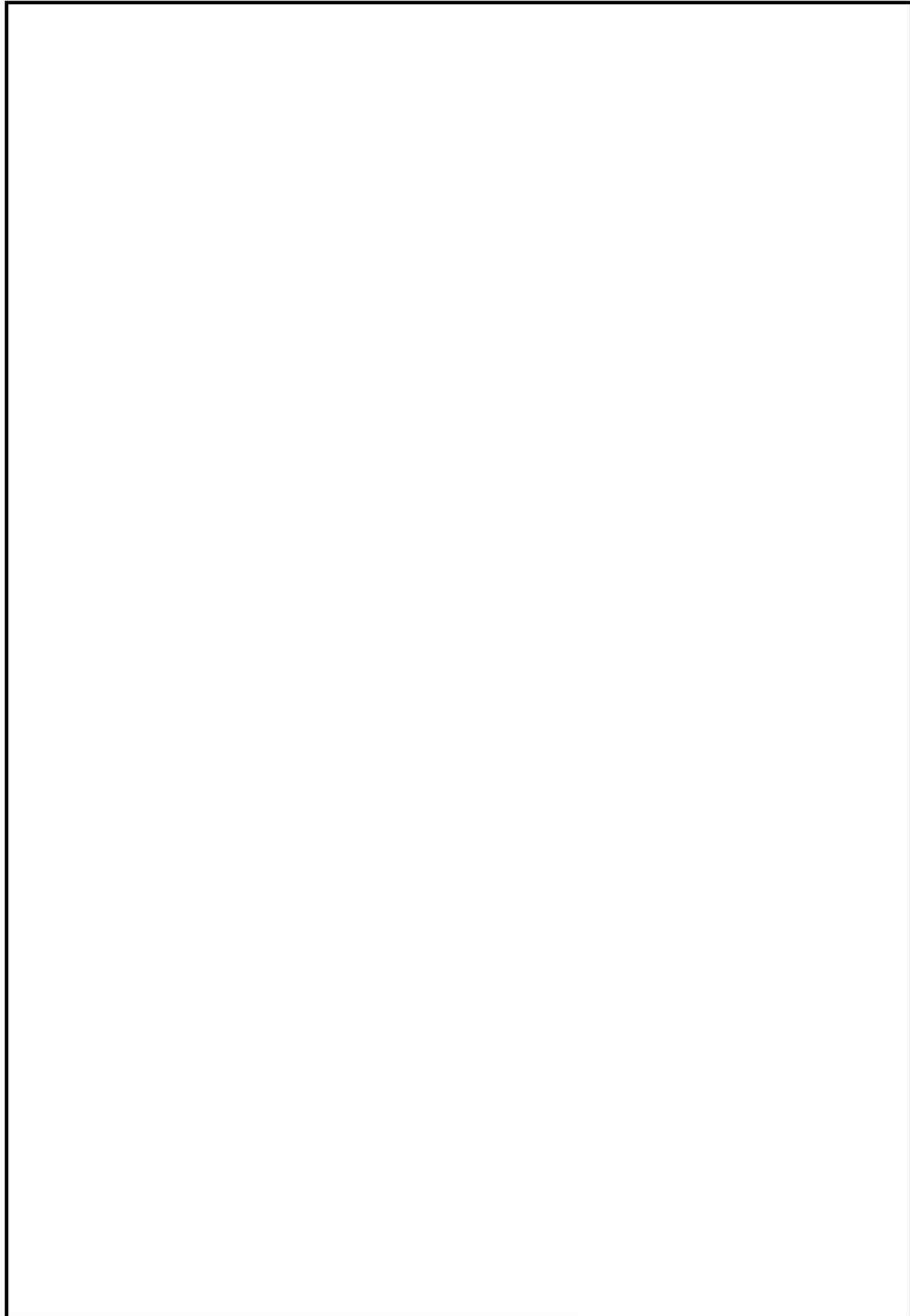
По [9] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель ААШв с сечением жилы  $3 \times 95 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 213 \text{ А}$ .

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ					



Таблица 11 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	$n_{ц}$	$S_p$ , кВ·А	$I_{раб}$ , А	$I_{раб.макс}$ , А	$I_{доп.расч}$ , А	Марка кабеля	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$\Delta U$ , %	$l$ , км
РП1-РП13	2	110,18	79,52	159,04	141,36	АВВГ	4x50	147	0,03	0,03
РП2-РП14	2	71,80	51,82	103,63	92,12	АВВГ	4x25	100	0,29	0,22
РП3-РП10	2	60,70	43,81	87,61	77,88	АВВГ	4x25	100	0,07	0,06
РП3-РП14	2	71,80	51,82	103,63	92,12	АВВГ	4x25	100	0,21	0,16
РП7-РП15	2	13,71	9,89	19,79	17,59	АВВГ	4x16	77	0,02	0,04
РП5-РП4	4	359,35	129,67	172,89	153,68	АВВГ	4x70	178	0,01	0,02
РП8-РП6	4	377,60	136,26	181,68	161,49	АВВГ	4x70	178	0,03	0,06
РП6-РП17	2	36,84	26,59	53,17	47,27	АВВГ	4x16	77	0,08	0,07
РП8-РП16	2	15,07	10,88	21,75	19,34	АВВГ	4x16	77	0,02	0,05
РП8-РП9	4	313,30	113,05	150,73	133,99	АВВГ	4x50	147	0,08	0,16
РП11-РП12	2	46,88	33,83	67,67	60,15	АВВГ	4x16	77	0,12	0,09
РП11-РП18	4	212,98	76,85	102,47	91,08	АВВГ	4x25	100	0,09	0,13
РП11-РП19	2	75,44	54,45	108,89	96,79	АВВГ	4x25	100	0,08	0,06



					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

7/20235

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

Политехнический  
институт

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Пантелеев  
подпись инициалы, фамилия  
« 23 » 06 2023г.

## ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»

код и наименование специальности

Электроснабжение котельного цеха горно-химического комби-  
ната

тема

Пояснительная записка

Руководитель

21.06.23  
подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник

21.06.23  
подпись, дата

Е.В. Коркунов

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

**ОТЗЫВ**

руководителя о бакалаврской работе  
студента *факультета энергетики*  
группы ЗФЭ18-05Б

Коркунова Евгения Викторовича  
(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 электроприемников котельного цеха горно-химического комбината, в том числе по пожаро-взрывобезопасности. 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 «Пожаротушение на объектах электроэнергетики».

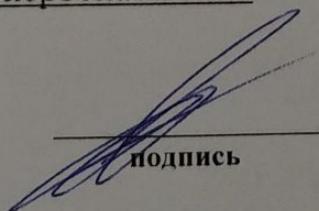
3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки «**отлично**»,

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

Руководитель проекта

  
подпись

Амузаде А.С.  
Фамилия И.О

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

Политехнический

институт

Электроэнергетика

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.И. Пантелеев

инициалы, фамилия

« 04 »

04

2023г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломного проекта**

Студенту Коркунову Евгению Викторовичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ18-05Б Направление (специальность) 13.03.02.07

номер

код

«Электроснабжение»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение котельного цеха горно-химического комбината

Утверждена приказом по университету № 5352/с от 04.04.23 г.

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР 1. Генплан завода. 2. Нагрузки цехов.

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок; 3. Техничко-экономический расчет выбора варианта схемы электроснабжения; 4. Выбор мощности и числа цеховых трансформаторов; 5. Выбор компенсирующих устройств; 6. Выбор кабелей; 7. Расчет токов КЗ; 8. Выбор электрооборудования; 9. Релейная защита трансформатора ГПП; 10. Расчет заземления.

Перечень графического материала: 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. План и разрез ГПП; 5. Схема релейной защиты трансформатора ГПП; 6. Молниезащита и заземление; 7. Техничко-экономические показатели системы электроснабжения; 8. Спецвопрос.

Руководитель ВКР

А.С. Амузаде

подпись

Задание принял к исполнению

подпись, инициалы и фамилия студента

« 3 » февраль 2023г.

									Лист
									3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				