

Абатова **МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение цементного завода

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Шалтанов А.А. ЭснУ -10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Алибаева С.А. к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«16» 06 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Алибаева С.А. к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер:

Казанина И.В. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Рецензент:

Абатова А.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки специалистов
Специальность 5B071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Шалтанов Айбол Асылжанович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение цементного завода

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные к проекту, требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

- а) сведения об электроприемниках в цехах завода;
- б) схема генерального плана цементного завода;
- в) питание завода осуществляется от ТЭЦ, на которой установлены четыре турбогенератора по 60 МВА, напряжение генератора 10,5 кВ. Генераторы работают параллельно. На ТЭЦ имеется повысительная подстанция из двух раздельно работающих трансформаторов мощностью по 6,3 МВА напряжением 10,5 /37 кВ
- г) Расстояние от ТЭЦ до завода 6 км
- д) завод работает в три смены.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) анализ исходных данных;
- 2) расчет электроснабжения завода;
- 3) технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;
- 4) выбор коммутационного оборудования;
- 5) специальная часть;
- 6) экономическая часть;
- 7) безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1) генплан завода с нанесением трансформаторных подстанций и кабельных сетей;

2) однолинейная схема электроснабжения завода;

3) план и разрез ГПП;

4) по специальной части.

Рекомендуемая основная литература

1. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.

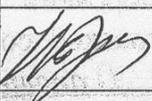
2. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.

3. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

4. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Жакупов А.А., к.т.н., профессор		
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е. ст.преподаватель	11.04 – 16.06.14	
Применение вычислительной техники	Алибаева С.А., к.т.н., профессор	11.04 – 16.06.14	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Анализ исходных данных	21.02.14 – 25.02.14	
2	Расчет электроснабжения завода	26.02.14 – 11.03.14	
3	Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения	12.03.14 – 18.03.14	
4	Расчет токов к.з. и выбор аппаратов высокого напряжения	12.03.14 – 26.03.14	
5	Расчет заземления ГПП	19.03.14 – 26.03.14	
6	Расчет молниезащиты ГПП	20.03.14 – 25.03.14	
7	Безопасность жизнедеятельности	26.03.14 – 01.04.14	
8	Экономическая часть	27.03.14 – 02.04.14	
9	Составление чертежей	03.04.14 – 10.05.14	
10	Оформление пояснительной записки	10.05.14 – 15.05.14	

Дата выдачи задания « » _____ 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (Алибаева С.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Шалтанов А.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте разработана система электроснабжения завода. Приведено краткое описание технологии производства цемента. Выполнены расчеты электрических нагрузок завода, токов короткого замыкания и выбор электрооборудования. Спроектирована система внешнего электроснабжения завода. Рассмотрены вопросы заземления и молниезащиты, а так же вопросы экономики.

Аңдатпа

Дипломдық жобада зауытты электрмен жабдықтау жүйесі құрастырылған. Цементті өндіру технологиясының қысқаша сипаттамасы келтірілген. Зауыттың электр жүктемесін, қысқа тұйықталу токтарын есептеу және электр қондырғыларын тандау орындалған. Зауыттың сыртқы электрмен жабдықтау жүйесі зобаланған. Жерлендіру және найзағайдан қорғаныс мәселелері, сонымен бірге экономика мәселелері қарастырылған.

Annotation

The system of power supply of plant is worked out in a diploma project. Short description over of technology of production of cement is brought. The calculations of the electric loading of plant are executed, currents of short circuit and choice of electrical equipment. The system of external power supply of plant is projected. The questions of grounding and protecting from lightning are considered, and similarly questions of economy.

Содержание

	Введение	
1	Анализ исходных данных	8
1.1	Исходные данные на проектирование системы электроснабжения цементного завода	8
1.2	Краткое описание технологии производства цемента	9
2	Расчет осветительных нагрузок цехов цементного завода	11
3	Расчет электрических нагрузок по цементному заводу в целом	13
4	Распределение трансформаторов	21
5	Уточненный расчет нагрузки завода по трансформаторным подстанциям	25
6	Технико-экономический расчет	29
7	Расчет токов к.з. и выбор аппаратов высокого напряжения	44
8	Расчет релейной защиты трансформаторов ГПП	55
9	Экономическая часть	70
9.1	Цели разработки проекта	70
9.2	Анализ рынка сбыта	70
9.3	Тарифы на электроэнергию	70
9.4	План производства	71
9.5	Организационный и юридический план	71
9.6	Расчет технико-экономических показателей подстанции	71
9.7	Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей	73
9.8	Определение ежегодных издержек производства	74
9.9	Себестоимость	75
9.10	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	77
10	Безопасность жизнедеятельности	81
10.1	Анализ условий труда	81
10.2	Расчет заземления ГПП	82
10.3	Расчет молниезащиты ГПП	86
	Заключение	88
	Список литературы	89

Введение

Совершенствование систем электроснабжения промышленной электроэнергетики позволяет создать новые надежные системы освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами.

В промышленном производстве цемента наиболее экономичным является производство цемента по сухому способу производства, но ввиду большой неоднородности сырьевой смеси (значительные колебания известнякового и глинистого компонентов) принимаем мокрый способ производства цемента, выгодный еще и тем, что сырье имеет высокую влажность.

На цементном заводе установлены электроприемники I категории – вращающиеся печи. Поэтому предусматриваем питание завода от двух отдельно работающих трансформаторов напряжением 37/105 кВ. Главная понижающая подстанция выполняется открытой в связи с тем, что по степени загрязненности атмосферы завод относится к III группе.

В дипломном проекте предусматриваем раздел расчета защиты силового трансформатора ГПП, так как только при надежном электроснабжении завода возможно качественное производство цемента и не нарушается технологический процесс.

В главе "Безопасность жизнедеятельности" рассматриваем вопросы зануления и заземления.

В экономической части дипломного проекта рассчитывается экономическая эффективность строительства подстанции питающей проектируемый завод.

Надежное электроснабжение является одним из важнейших аспектов в электроэнергетике.

Применение новейших технологий при проектировании и выбор современного электрооборудования и схем его защиты, позволят в полном объеме выполнить поставленную задачу при проектировании.

1 Анализ исходных данных

1.1 Исходные данные на проектирование системы электроснабжения цементного завода

Схема генерального плана завода.

Питание может быть осуществлено от ТЭЦ соседнего завода. На ТЭЦ установлено четыре турбогенератора по 60 МВА, напряжение генераторов 10,5 кВ. Генераторы работают параллельно. На ТЭЦ имеется повысительная подстанция из двух отдельно работающих трансформаторов мощностью по 6,3 МВА, напряжением 10,5/37 кВ.

Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.

Расстояние от ТЭЦ до завода 6 км.

Стоимость электроэнергии 2,6 т/кВт.ч.

Завод работает в три смены.

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки цементного завода

№ по плану	Наименование	Кол-во эл.приемников, шт	Установленная мощность, кВт	
			одного эл.приемника P_n	суммарная ΣP_n
1	Печной цех. Холодный конец печей.	26	3-50	450
2	Печной цех. Горячий конец печей	30	3-50	550
3	Горизонтальный шламбассейн	16	3-50	270
4	Склад сырья	5	8-20	88
5	Отделение сырьевых мельниц: СД 10 кВ	6	800	4800
6	Склад клинкера	12	5-30	240
7	Отделение цементных мельниц	20	20-100	660
8	Сушильное отделение	18	20-75	450
9	Вертикальный шламбассейн	15	3-30	180
10	Цементные силосы	17	5-40	235
11	Материальный склад	10	10-40	140
12	Электро-механический цех	36	1.1-30	301.95
13	Дымососы: СД 10 кВ	2	630	1260
14	Склад огнеупоров	8	5-15	47
15	Склад мелющих тел	5	5-15	35
16	Компрессорная: а) СД 10 кВ	4	800	3200
	б) 0,4 кВ	10	1-20	90
17	Насосная	8	50-100	600
18	Автогараж	10	1-15	70
19	Заводоуправление, столовая	30	1-40	400
20	Участок ЖБИ	60	1-100	1250

1.2 Краткое описание технологии производства цемента

Производство цемента складывается из операций: а) Добыча сырья; б) Приготовление сырьевой смеси; в) Обжиг сырьевой смеси; г) Помол обожженного продукта (клинкера) в тонкий порошок.

Существует два основных способа производства – мокрый и сухой. При мокром способе сырьевую смесь измельчают совместно с водой. Получаемая сметанообразная жидкость – шлам – содержит 32-45% воды. По сухому способу сырьевые материалы предварительно высушивают, а затем совместно измельчают. Полученный тонкий порошок называют сырьевой мукой.

На рисунке 1.1 приводим примерную схему производства портландцемента по мокрому способу из твердого материала – известняка – и мокрого – глины. В схеме указаны только основные агрегаты, без дозирующих и транспортных устройств.

При трехкомпонентной сырьевой смеси корректирующую добавку дробят, после чего она попадает в бункер, откуда вместе с известняком поступает в мельницу. Глину до роторной мельницы пропускают через валковую дробилку. Сырьевые материалы дозируют перед мельницей специальными питателями.

Если сырьевую смесь составляют из одних твердых материалов - известняка, мергелей, глинистых сланцев, то их дробят без добавки воды. В этом случае в схеме отсутствует роторная мельница или болтушка.

После выхода из дробилки сырьевые материалы высушивают и затем направляют в мельницу, где перемалывают в тонкий порошок.

При мокром способе легче получить однородную (гомогенизированную) сырьевую смесь в виде шлама. При значительных колебаниях химического состава известнякового или глинистого компонентов он чаще применяется. Применяют и тогда, когда сырьевые материалы имеют высокую влажность, мягкую структуру и легко диспергируются водой. Размол сырья в присутствии воды облегчается и на измельчение расходуется меньше энергии. Недостаток – высокий расход топлива.

Для транспортирования сырья применяют ковшовые элеваторы, шнеки; ленточные, пластинчатые, скребковые транспортеры, транспортные желоба, насосы, краны с грейферами.

По условиям транспортабельности шлам должен течь по желобу, имеющему уклон в 2-4 %. Чем пластичнее сырьевые материалы, тем больше приходится добавлять воды для получения шлама нужной текучести. Обычно шлам транспортируется центробежными насосами.

На заводе сырье доставляют из карьеров в виде кусков до 1000-1200 мм. Глину измельчают в валковых дробилках до кусков не больше 100 мм, а затем обрабатывают в роторных мельницах или болтушках до получения глиняного шлама с влажностью 60-70%. Этот шлам и подают в сырьевую мельницу.

Примерная схема производства портландцемента по мокрому способу во вращающихся печах представлена на рисунке 1.1.

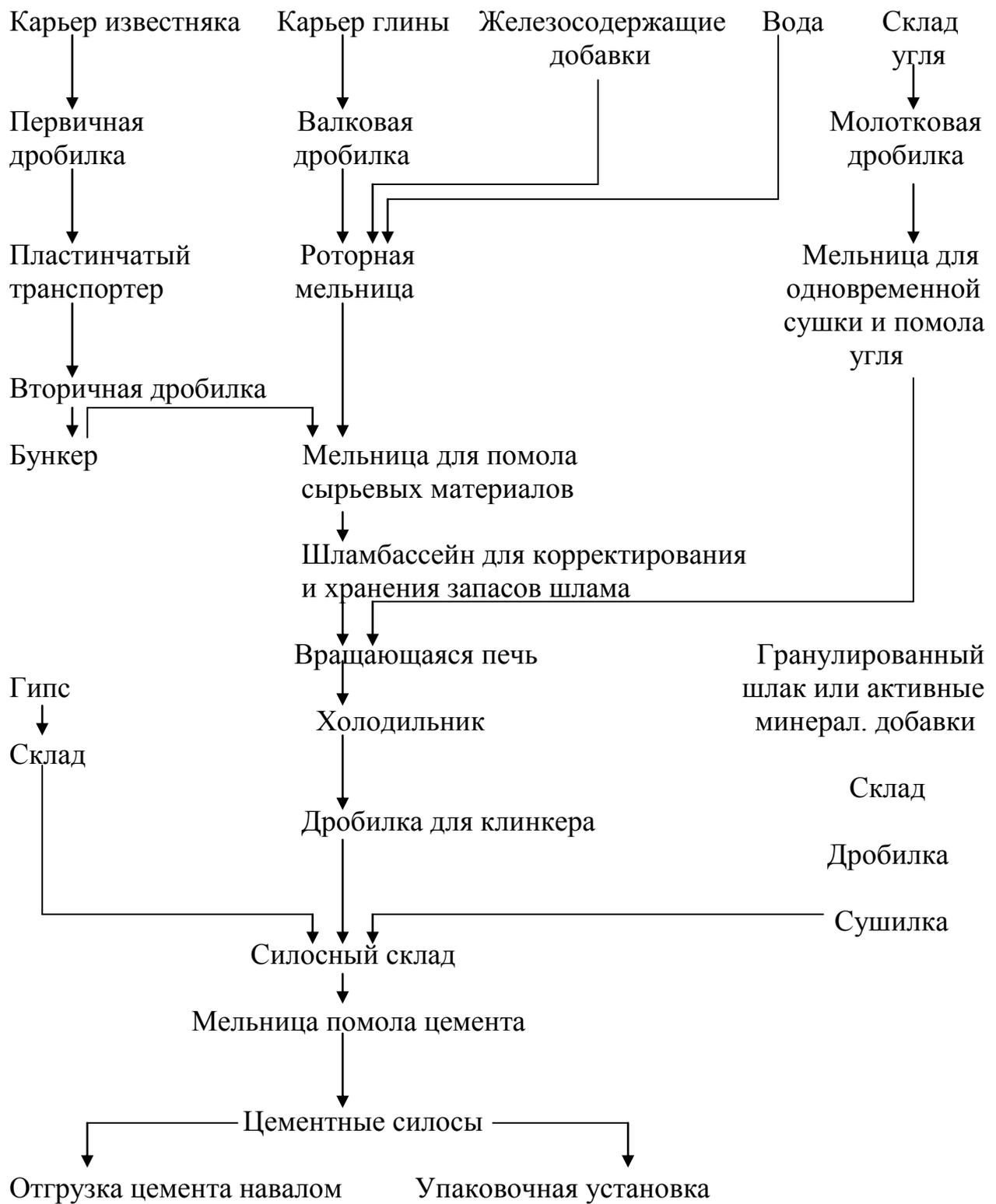


Рисунок 1.1 -. Схема производства по мокрому способу

2 Расчет осветительных нагрузок цехов цементного завода

Расчет ведется по удельной плотности осветительной нагрузки на единицу площади помещения: [2]

$$P_{y.o} = \rho_o F, \text{ кВт} \quad (2.1)$$

где ρ_o – удельная плотность нагрузки на единицу площади, кВт/м²;
F – площадь производственного оборудования, м².

Расчетная мощность:

$$P_{p.o} = P_{y.o} K_c, \text{ кВт} \quad (2.2)$$

где K_c – коэффициент спроса осветительной нагрузки.

Для цеха № 1 (по генплану):

$$P_{p.o} = P_{y.o} K_c = \rho_o F K_c = 0,02 \cdot 459,4 \cdot 0,8 = 7,35 \text{ кВт}$$

Расчет осветительных нагрузок по заводу приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Расчет осветительных нагрузок по заводу

№ цеха	Производственное помещение	кол-во цехов	Размер, м ²	ρ_o , кВт/м ²	K_c	$P_{y.o}$ кВт	$P_{p.o}$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Печной цех. Холод. конец печи	1	459,1	0,02	0,8	9,188	7,35
2	Печной цех. Горячий конец печи	1	459,4	0,02	0,8	9,188	7,35
3	Горизонт. шламбассейн	1	916,9	0,02	0,7	18,338	12,84
4	Склад сырья	1	1690,6	0,01	0,2	16,906	3,38
5	Отделение сырьевых мельниц	1	1387,1	0,015	0,7	20,807	14,56
6	Склад клинкера	1	963,9	0,01	0,2	9,639	1,93

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Отделение цементных мельниц	1	1622,2	0,015	0,7	24,333	17,03
8	Сушильное отделение	1	4466,9	0,015	0,4	67,004	26,8
9	Вертикальный шламбас-сейн	1	576,2	0,02	0,7	11,524	8,07
10	Цементные силосы	1	2021,9	0,02	0,65	40,438	26,28
11а 11б	Материальный склад	2	705,3	0,01	0,2	7,053	1,41
12	Электромеханический цех	1	822,8	0,01	0,7	8,228	5,76
13	Дымососы	1	372,1	0,01	0,3	3,721	1,12
14	Склад огнеупоров	1	235,1	0,01	0,2	2,351	0,47
15	Склад мелющихся тел	1	940,4	0,01	0,2	9,404	1,88
16	Компрессорная	1	423,2	0,01	0,65	4,232	2,75
17	Насосная	1	470,2	0,01	0,8	4,702	3,76
18	Автогараж	1	329,1	0,01	0,4	3,291	1,32
19	Заводоуправление, столовая	1	1627,2	0,02	0,8	32,444	25,96
20	Завод ЖБИ	1	2480,2	0,01	0,5	24,803	12,4

3 Расчет электрических нагрузок по цементному заводу в целом

Расчет ведем с учетом осветительных нагрузок цехов, приведенных в таблице 2.1.

Учитываем осветительную нагрузку территории. По формуле (2.1):

$$P_{y.o \text{ тер}} = \rho_o F_{\text{тер}} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot 137256,8 = 274,51 \text{ кВт}$$

где $F_{\text{тер}}$ – площадь территории завода без учета площади его производственных помещений, м^2 .

Расчетная осветительная нагрузка: [2]

$$P_{p.o \text{ тер}} = P_{y.o \text{ тер}} K_c = 274,51 \cdot 1 = 274,51 \text{ кВт}$$

где K_c – коэффициент спроса, принят $K_c = 1$.

Строим картограмму электрических нагрузок.

Радиус окружности картограммы печного цеха:

$$r_1 = \sqrt{P_{p1} / \Pi m} = \sqrt{367,35 / \Pi \cdot 0,3} = 19,7 \text{ мм};$$

где m – выбранный масштаб плотности нагрузки для определения плотности нагрузки, $m = 0,3 \text{ кВт/мм}^2$.

Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha = \frac{P_{p.o}}{P_p} \cdot 360^\circ = \frac{7,35}{360} \cdot 360^\circ = 7,4^\circ$$

Аналогично ведем расчет для других цехов и сводим в таблицу 3.1.

На основании построенных картограмм находим координаты условного центра активных нагрузок завода по формулам:

$$x_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad y_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (3.1)$$

В связи с большим объемом данных по формуле (3.1) приводим полученные данные: $x_a \approx 106 \text{ мм}$, $y_a \approx 51 \text{ мм}$.

Таблица 3.1 - Расчет электрических нагрузок цементного завода

№ц еха на ген пла не	Наименование цехов и групп электроприемни- ков	Кол -во п, шт	Номинальная мощ- ность, кВт		Ки	cosφ/ tgφ	Ср. максим. мощ- ность за смену		Кр	Расчетная мощ- ность		Картограм- ма		Примечание
			P _{нmin} - P _{нmax}	ΣP _{ном}			P _{ср.м} , кВт	Q _{ср.м} , кВар		P _р , кВт	Q _р , кВар	Г, мм	α, град	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Печной цех. Холодный конец печи													m = 0,3 $\frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}$
	Силовая	26	3-50	450	0,8	0,8/0,75	360	270	1,0	360	270			
	Осветительная						7,35	-		7,35	-			
	Итого						367,35	270		367,35	270	20	7,2	
2	Печной цех. Горячий конец печи													
	Силовая	30	3-50	550	0,8	0,85/0,62	440	272,8	1,0	440	272,8			
	Осветительная						7,35	-		7,35	-			
	Итого						447,35	272,8		447,35	272,8	21,8	5,9	
3	Горизонтальный шлам- бассейн													
	Силовая	16	3-50	270	0,7	0,85/0,62	189	117,18	1,0	189	117,18			
	Осветительная						12,84	-		12,84	-			
	Итого						201,84	117,18		201,84	117,8	14,6	22,9	
4	Склад сырья													
	Силовая	5	8-20	88	0,25	0,6/1,33	22	29,26	1,5	33	32,19			
	Осветительная						3,38	-		3,38	-			
	Итого						25,38	29,26		36,38	32,19	6,2	33	

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6	Склад клинкера													
	Силовая	12	5-30	240	0,2	0,6/1,33	48	63,84	1,32	63,36	63,84	8,3	10,7	
	Осветительная						1,93	-		1,93	-			
Итого						49,93	63,84		65,29	63,84				
7	Отделение цементных мельниц											20	16,1	
	Силовая	20	20-100	660	0,55	0,8/0,75	363	272,25	1,0	363	272,25			
	Осветительная						17,03	-		17,03	-			
Итого						380,03	272,25		380,03	272,25				
8	Сушильное отделение											15,6	42	
	Силовая	18	20-75	450	0,45	0,85/0,62	202,5	125,55	1,0	202,5	125,55			
	Осветительная						26,8	-		26,8	-			
Итого						229,3	125,55		229,3	125,55				
9	Вертикальный шламбассейн											12	21,5	
	Силовая	15	3-30	180	0,7	0,85/0,62	126	78,12	1,0	126	78,12			
	Осветительная						8,07	-		8,07	-			
Итого						134,07	78,12		134,07	78,12				
10	Цементные силосы											14,2	49,6	
	Силовая	17	5-40	235	0,7	0,8/0,75	164,5	123,38	1,0	164,5	123,38			
	Осветительная						26,28	-		26,28	-			
Итого						190,78	123,38		190,78	123,38				
11а	Материальный склад													
	Силовая	10	10-40	140	0,35	0,8/0,75	49	36,75	1,1	53,9	40,43			

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Осветительная						1,41	-		1,41	-	8	9	
	Итого						50,41	36,75		55,31	40,43			
116	Материальный склад											8	9	
	Силовая	10	10-40	140	0,35	0,8/0,75	49	36,75	1,1	53,9	40,43			
	Осветительная						1,41	-		1,41	-			
	Итого						50,41	36,75		55,31	40,43			
12	Электромеханический цех											10,6	20	
	Силовая	36	1,1-30	301,95	0,332	0,854/0,608	100,14	60,86	1,0	100,14	60,86			
	Осветительная									5,76	-			
	Итого									105,9	60,86			
14	Склад огнеупоров											4	12	
	Силовая	8	5-15	47	0,2	0,6/1,33	9,4	12,5	1,48	13,91	13,75			
	Осветительная									0,47	-			
	Итого									14,38	13,75			
15	Склад мелющих тел											4	49	
	Силовая	5	5-15	35	0,2	0,6/1,33	7	9,31	1,72	12,04	10,24			
	Осветительная									1,88	-			
	Итого									13,92	10,24			
16	Компрессорная											8,1	16	
	Силовая	10	1-20	90	0,65	0,75/0,882	58,5	51,6	1,0	58,5	56,76			
	Осветительная						2,75	-		2,75	-			
	Итого						61,25	51,6		61,25	56,76			
17	Насосная													
	Силовая	8	50-100	600	0,7	0,8/0,75	420	315	1,0	420	346,5			

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Осветительная						3,76	-		3,76	-			
	Итого						423,76	315		423,76	346,5	21,2	3	
18	Автогараж													
	Силовая	10	1-15	70	0,25	0,7/1,02	17,5	17,85	1,26	22,05	19,64			
	Осветительная						1,32	-		1,32	-			
	Итого						18,82	17,85		23,37	19,64	5	20	
19	Заводоуправление, столовая													
	Силовая	30	1-40	400	0,45	0,85/0,75	180	135	1,0	180	135			
	Осветительная						25,96	-		25,96	-			
	Итого						205,96	135		205,96	135	15	45	
20	Участок ЖБИ													
	Силовая	60	1-100	1250	0,35	0,7/1,02	437,5	446,25	1,0	437,5	446,25			
	Осветительная						12,4	-		12,4	-			
	Итого						449,9	446,25		449,9	446,25	22	10	
5	Отделение сырьевых мельниц (СД 10 кВ)													
	Силовая	6	800	4800	0,5	0,9/0,48	2400	1152	0,95	2280	1267,2			
	Осветительная						14,56	-		14,56	-			
	Итого						2414,56	1152		2294,56	1267,2	49,3	2,3	Для нагрузки СД 10 кВ при $K_{и}=0,5$ $K_{о}=0,95$
13	Дымососы (СД 10 кВ)													
	Силовая	2	630	1260	0,6	0,9/0,48	756	362,88	1,0	756	399,17			$K_{о}=1$
	Осветительная						1,12	-		1,12	-			
	Итого						757,12	362,88		757,12	399,17	28,3	0,53	

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	Компрессорная (СД 10 кВ)													K _o = 1
	Силовая	4	800	3200	0,6	0,9/0,48	1920	921,6	1,0	1920	1013,76	45,1	-	
	Осветительная									0	-			
Итого										1920	1013,76			
	Итого на 0,4 кВ						3243,04	2474,25		3461,45	2525,17			
	Освещение территории						274,51	-		274,51	-			
	Итого нагрузка 0,4 кВ с учетом осветительной						3517,55	2474,25		3735,96	2525,17			

На основании полученных данных произведем выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Исходные данные для расчета:

$$P_{\text{ср.м.0,4}} = 3517,55 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{ср.м.0,4}} = 2474,25 \text{ кВар} \quad S_{\text{ср.м.0,4}} = 4300,6 \text{ кВА}$$

Удельная плотность нагрузки [2]:

$$\varepsilon_{\text{н}} = \frac{S_{\text{ср.м.0,4}}}{F} = \frac{4300,6}{23670,5} = 0,18 \text{ кВА/м}^2$$

где F – площадь всех производственных помещений, м^2 .

При плотности нагрузки напряжением 380 В до $0,2 \text{ кВА/м}^2$ принимаем трансформаторы мощностью до 1000 кВА включительно. Принимаем $S_{\text{ном,тр}} = 630 \text{ кВА}$.

Минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\text{мин}} = \frac{P_{\text{ср.м.}}}{K_3 S_{\text{ном.тр}}} + \Delta N = \frac{3517,55}{0,7 \cdot 630} + 0,02 = 8 \text{ штук}$$

где K_3 – коэффициент загрузки при наличии электроприемников II категории принимаем $K_3 = 0,7$.

Оптимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m = 8 + 1 = 9 \text{ штук}$$

где m – поправочное слагаемое: по таблице 4.7 и рисунку 4.7[3].

При $\Delta N = 0,02$ принимаем $m = 1$.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через 9 трансформаторов:

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс,т}} &= \sqrt{(N_{\text{опт}} K_3 S_{\text{ном,тр}})^2 - P_{\text{ср.м.0,4}}^2} = \\ &= \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3517,55^2} = 1838,4 \text{ кВар} \end{aligned}$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

Мощность компенсирующих устройств НБК:

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}}, \text{ кВар} \quad (3.1)$$

где

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{ср.м.0,4}} - Q_{\text{макс,т}}, \text{ кВар} \quad (3.3)$$

$Q_{\text{НК2}}$ – дополнительная мощность НБК, кВар.

$$Q_{\text{НК1}} = 2474,25 - 1838,42 = 635,83 \text{ кВар}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{НК2}} &= Q_{\text{ср.м.0,4}} - Q_{\text{НК1}} - Y N_{\text{опт}} S_{\text{ном.тр}} = \\ &= 2474,25 - 635,83 - 0,6 \cdot 9 \cdot 630 = -1563 \text{ кВар} \end{aligned}$$

где $Y = 0,6$ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания цеховой ТП (для радиальной схемы Y определяем по рис. 4.8 (Л-1), и $K_{p1} = 14$ при трехсменной работе, районе Северный Казахстан; $K_{p2} = 2$ для $S_{\text{ном.тр}} = 630$ кВА – из таблицам 4.6, 4.7 [3]).

Суммарная мощность НБК:

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} = 635,83 \text{ кВар}$$

где $Q_{\text{НК2}} = 0$ принят равным нулю.

Средняя мощность ККУ [2]:

$$Q_{\text{кку}} = Q_{\text{НК}} / N_{\text{опт}} = 635,83 / 9 = 70,65 \text{ кВар}$$

4 Распределение трансформаторов

Распределение производится исходя из условий:

При преобладании нагрузок I категории устанавливают двухтрансформаторные подстанции с $K_3 = 0,65 \div 0,7$;

При преобладании нагрузок II категории можно устанавливать однотрансформаторные подстанции при взаимном резервировании и $K_3=0,7 \div 0,8$;

При нагрузках III категории $K_3 = 0,9$.

К электроприемникам I категории относятся:

Цех обжига – печной цех (Останов может вызвать неравномерный нагрев и деформацию корпуса вращающейся печи, длительное расстройство технологического процесса; электропотребители II категории:

Карьер;

Дробильный цех;

Сушильный цех;

Цех сырьевого помола.

Распределение трансформаторов по цехам приведем в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Распределение трансформаторов по цехам

№ ТП	Нагрузки ТП (цехи, освещения)	ΣP_p , кВт	ΣQ_p , кВар	$\Sigma Q_{НБК}$, кВар	$\Sigma Q_p - \Sigma Q_{НБК}$, кВар	S_p , кВА	K_3
ТП1 (2x630)	3,12,18,20 освещение цеха №3	795,57	643,93	141,3	502,63	941,05	0,75
ТП2 (2x630)	6,7,9,16,19	846,6	605,97	141,3	464,67	965,74	0,77
ТП3 (2x630); ТП4 (1x630)	1,2,8. Часть освещения территории $P_{po}=175$ кВт	1219	668,35	211,95	456,4	1301,64	0,69
ТП5 (1x630); ТП6 (1x630)	4,10,11а,11б,14,15,17 освещ. №13. Освещение терр. $P_{po}=99$ кВт	890,47	606,92	141,3	465,62	1004,86	0,8

Осуществляем распределение суммарной мощности НБК пропорционально реактивным нагрузкам трансформаторов и сводим в таблицу таблицу 4.2.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{p.\text{ТП}} - Q_{\text{НБК.фак}}, \text{ кВар} \quad (4.1)$$

Таблица 4.2 - Распределение суммарной мощности НБК

№ ТП	$Q_{p.тп}$, кВар	$Q_{НБК.p}$, кВар	$Q_{НБК.фак}$, кВар	$Q_{нескр}$, кВар
ТП1	643,93	162,14	2x75	493,93
ТП2	605,97	152,58	2x75	455,97
ТП3, ТП4	668,35	168,29	108,75	485,35
ТП5, ТП6	606,92	152,82	2x75	456,92
Итого:	2525,17	635,83	633	1892,17

Для ТП1:

$$Q_{НБК.фак} = 75 + 75 = 150 \text{ кВар}, \quad Q_{p.тп1} = 643,93 \text{ кВар}$$

$$Q_{неск.тп1} = Q_{p.тп} - Q_{НБК.фак} = 643,93 - 150 = 493,93 \text{ кВар}$$

Расчет электрических нагрузок подстанций ТП с учетом $Q_{неск}$ приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Расчет электрических нагрузок подстанций с учетом $Q_{\text{неск}}$

№ ТП	№№ цехов	Кол. n, шт	P_{min} - P_{max} кВт	$\Sigma P_{\text{н}}$ кВт	Ки	tgφ	$P_{\text{ср.м}}$ кВт	$Q_{\text{ср.м}}$ кВар	$n_{\text{эф}}$	$K_{\text{р}}$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$ кВар	$S_{\text{р}}$, кВар	$K_{\text{з}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	3	16	3-50	270	0,7	0,62	189	117,18						
ТП1	12	36	1,1-30	301,95	0,332	0,608	100,14	60,86						
(2x630) кВт	18	10	1-15	70	0,25	1,02	17,5	17,85						
	20	60	1-100	1250	0,35	1,02	437,5	446,25						
Силовая		122	1-100	1891,95	0,39	0,86	744,14	642,14	38	1,0	744,14	642,14		
Осветительная	5										46,88	-150		
Итого											791,02	492,14	931,62	0,74
	6	12	5-30	240	0,2	1,33	48	63,84						
ТП2	7	20	20-100	660	0,55	0,75	363	272,25						
(2x630) кВт	9	15	3-30	180	0,7	0,62	126	78,12						
	16	10	1-20	90	0,65	0,882	58,5	51,6						
Силовая		87	1-100	1570	0,49	0,77	775,5	600,81	32	1,0	775,5	600,81		
Осветительная											55,74	-150		
Итого											831,24	450,81	945,62	0,75
	1	26	3-50	450	0,8	0,75	360	270						
ТП3 (2x630) кВт	2	30	3-50	550	0,8	0,62	440	272,8						
ТП4 (1x630) кВт	8	18	20-75	450	0,45	0,62	202,5	125,55						
Силовая		74	3-75	1450	0,69	0,67	1002,5	668,35	39	1,0	1002,5	668,35		
Осветительная	Осв.										216,5	-183		
Итого											1219	485,35	1312,07	0,69
	4	5	8-20	88	0,25	1,33	22	29,26						

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП5 (1х630) кВт	10	17	5-40	235	0,7	0,75	164,5	123,38						
ТП6 (1х630) кВт	11а	10	10-40	140	0,35	0,75	49	36,75						
	11б	10	10-40	140	0,35	0,75	49	36,75						
	14	8	5-15	47	0,2	1,33	9,4	12,5						
	15	5	5-15	35	0,2	1,33	7	9,31						
	17	8	50-100	600	0,7	0,75	420	315						
Силовая		63	5-100	1285	0,56	0,78	720,9	562,95	26	1,0	720,9	562,95		
Осветительная	13,осв										139,22	-150		
Итого											860,12	412,95	954,11	0,76

5 Уточненный расчет нагрузки завода по трансформаторным подстанциям

Потери мощности в цеховых ТП.

Выбираем трансформатор ТМ-630/10.

Каталожные данные:

$U_{вн} = 10$ кВ, $U_{нн} = 0,4$ кВ, $\Delta P_{xx} = 1,31$ кВт, $\Delta P_{кз} = 7,6$ кВт, $U_{кз}\% = 5,5$,

$I_{xx}\% = 2$, соединение обмоток $\Delta/Y_0 - 11$. (Л-5, Т.27.6)

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} K_3^2; \text{ кВт} \quad (5.1)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} K_3^2; \text{ кВар} \quad (5.2)$$

где $\Delta Q_{xx} = I_{xx} \cdot \%S_{ном.тр} / 100, \text{ кВар}; \quad (5.3)$

$$\Delta Q_{кз} = U_{кз} \cdot \%S_{ном.тр} / 100, \text{ кВар}; \quad (5.4)$$

Подставляем в формулы (5.1-5.4) каталожные данные:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} K_3^2 = 1,31 + 7,6 K_3^2 \text{ кВт} \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} K_3^2 = \frac{I_{xx} \%}{100} S_{ном.тр} + \\ &+ \frac{U_{кз} \%}{100} S_{ном.тр} K_3^2 = 12,6 + 34,65 K_3^2 \end{aligned}$$

ТП1:

$$\Delta P_T = 2(1,31 + 7,6 K_3^2) = 2(1,31 + 7,6 \cdot 0,74^2) = 10,94 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2(12,6 + 34,65 \cdot 0,74^2) = 63,15 \text{ кВар}$$

ТП2:

$$\Delta P_T = 2(1,31 + 7,6 \cdot 0,75^2) = 11,17 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2(12,6 + 34,65 \cdot 0,75^2) = 64,18 \text{ кВар}$$

ТПЗ, ТП4:

$$\Delta P_T = 3(1,31 + 7,6 \cdot 0,69^2) = 14,78 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 3(12,6 + 34,65 \cdot 0,69^2) = 87,29 \text{ кВар}$$

ТП5, ТП6:

$$\Delta P_T = 2(1,31 + 7,6 \cdot 0,76^2) = 11,4 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2(12,6 + 34,65 \cdot 0,76^2) = 65,23 \text{ кВар}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{T\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{T,i} = 48,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta Q_{T,i} = 279,85 \text{ кВар}$$

Рассчитываем компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ:

$$Q_{p,0,4} + \Delta Q_{тр} + Q_{рез} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{ВБК}} - Q_{\text{сд}} = 0 \quad (5.6)$$

где

$$\begin{aligned} Q_{рез} &= (0,1 \div 0,15) \cdot (Q_{p,0,4} + \Delta Q_{тр}) = \\ &= (0,1 \div 0,15) \cdot (2474,25 + 279,85) \approx 280 \text{ кВар} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{э}} = (0,23 \div 0,25) \cdot (P_{p,0,4} + \Delta P_{тр} + P_{рсд}) \text{ кВар} \quad (5.7)$$

где $Q_{\text{э}}$ – входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 10 кВ ГПП, кВар.

На цементном заводе установлены следующие СД 10 кВ:

Дымососы СТД-630-23УХЛ4: $P_{\text{н}} = 630 \text{ кВт}$, $S_{\text{ном}} = 735 \text{ кВА}$, $\eta = 95,8 \%$, $I_{\text{п}} / I_{\text{н}} = 5,66$, $M_{\text{макс}} / M_{\text{н}} = 2,08$

Компрессорная: СТД-800-23УХЛ4: $P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}$, $S_{\text{ном}} = 935 \text{ кВА}$, $\eta = 96\%$, $I_{\text{п}} / I_{\text{н}} = 5,58$, $M_{\text{п}} / M_{\text{н}} = 2,01$, $M_{\text{макс}} / M_{\text{н}} = 2,07$.

Отделение сырьевых мельниц: СДН15-49-12УЗ: $P_{\text{ном}} = 800$ кВт, $\eta = 93,2\%$, $I_{\text{п}} / I_{\text{н}} = 6$, $M_{\text{п}} / M_{\text{н}} = 0,85$, $M_{\text{макс}} / M_{\text{н}} = 2,2$.

Минимальная реактивная мощность СД (по условию устойчивой работы):

$$Q_{\text{СД1мин}} = P_{\text{ном1}} K_{\text{сд1}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н1}} = 630 \cdot 0,75 \cdot 0,484 = 228,69 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{СД2мин}} = P_{\text{ном2}} K_{\text{сд2}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н2}} = 800 \cdot 0,75 \cdot 0,484 = 290,4 \text{ кВар}$$

Экономически целесообразно использовать:

$$Q_{\text{СДэ}} = \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2}, \text{ кВар} \quad (5.8)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависит от загрузки СД по активной мощности (по номограмме рис. 9.4 (Л-1) для $\cos \varphi_{\text{н}} = 0,9$ и $K_{\text{сд}} = 0,75$: $\alpha_{\text{м}} = 0,53$

$$\begin{aligned} Q_{\text{СДэ2}} &= \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{ном2.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2} = \\ &= 0,53 \sqrt{800^2 + 387,2^2} = 471,05 \text{ кВар} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{СДэ1}} &= \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{ном1.сд}}^2 + Q_{\text{ном1.сд}}^2} = \\ &= 0,53 \sqrt{630^2 + 304,9^2} = 370,95 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{СДэ}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СД,э}i} = 2 \cdot 370,95 + 4 \cdot 471,05 = 2626,1 \text{ кВар}$$

Входная реактивная мощность $Q_{\text{э}}$ по формуле 5.7:

$$\begin{aligned} Q_{\text{э}} &= (0,23 \div 0,25) \cdot (P_{\text{р.0,4}} + \Delta P_{\text{тр}} + P_{\text{рсд}}) = \\ &= (0,23 \div 0,25) \cdot (3701,38 + 48,29 + 4956) = 2010 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Из формулы (5.6) баланса реактивной мощности находим реактивную мощность ВБК:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{\text{р.0,4}} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{сд}\Sigma} + Q_{\text{сд(тихоход)}} =$$

$$= 2474,25 + 279,85 + 280 - 2010 - 633 - 2626,1 + 1267,2 = -967,8 < 0$$

Следовательно, установки ВБК не требуется.

Расчет нагрузок на шинах 10 кВ ГПП (окончательный).

При расчете нагрузок на шинах 10 кВ ГПП учитываем число присоединений, равное 21, и средневзвешенный коэффициент использования $K_{\text{и}}=0,57$. При этом коэффициент одновременности $K_{\text{и}}=0,9$.

Таблица 5.1 – Окончательный расчет нагрузок на шинах 10 кВ ГПП

Назначение присоединения	Кол-во присшт	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср.м}}$, кВт	$Q_{\text{ср.м}}$, кВар	$K_{\text{о}}$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, кВар	$S_{\text{р}}$, кВА
ТП1	2	1891,95	0,39	744,14	642,14				
$Q_{\text{НБК}}$				-	-150				
Освещение				46,88	-				
Потери в тр-х				10,94	63,15				
Итого				801,96	555,29				
ТП2	2	1570	0,49	775,5	600,81				
$Q_{\text{НБК}}$				-	-150				
Освещение				55,74	-				
Потери в тр-х				11,17	64,18				
Итого				842,41	514,99				
ТП3, ТП4	3	1450	0,69	1002,5	668,35				
$Q_{\text{НБК}}$				-	-183				
Освещение				216,5	-				
Потери в тр-х				14,78	87,29				
Итого				1233,78	572,64				
ТП5, ТП6	2	1285	0,56	720,9	562,95				
$Q_{\text{НБК}}$				-	-150				
Освещение				139,22	-				
Потери в тр-х				11,4	65,23				
Итого				871,52	478,18				
Отд. сыр.мел.	6	4800	0,5	2400	1152				
Освещение				-	-				
Итого				2400	1152				
Дымососы	2	1260	0,6	756	-362,88				
Освещение				-	-				
Итого				756	-362,88				
Компрессо.	4	3200	0,6	1920	-921,6				
Освещение				-	-				
Итого				1920	-921,6				
Итого	21	15456,95	0,57	8825,67	1988,62	0,9	7943,1	1789,8	8142,24

6 Техничко-экономический расчет

На ТЭЦ есть четыре турбогенератора мощностью по 60 МВА, напряжение генераторов 10,5 кВ. Генераторы работают параллельно. На ТЭЦ есть повысительная подстанция из двух отдельно работающих трансформаторов, мощностью по 6,3 МВА, напряжением 10,5/37 кВ.

Произведем технико-экономическое сравнение двух вариантов:

Питание завода осуществляется воздушными ЛЭП, напряжением 35 кВ от трансформаторов подстанции 10,5/37 кВ.

Питание завода осуществляется кабельными линиями, напряжением 10 кВ, питаемых от двух турбогенераторов мощностью по 60 МВА.

Техничко-экономический расчет варианта № 1.

Схема внешнего электроснабжения показана на рисунке 6.1.

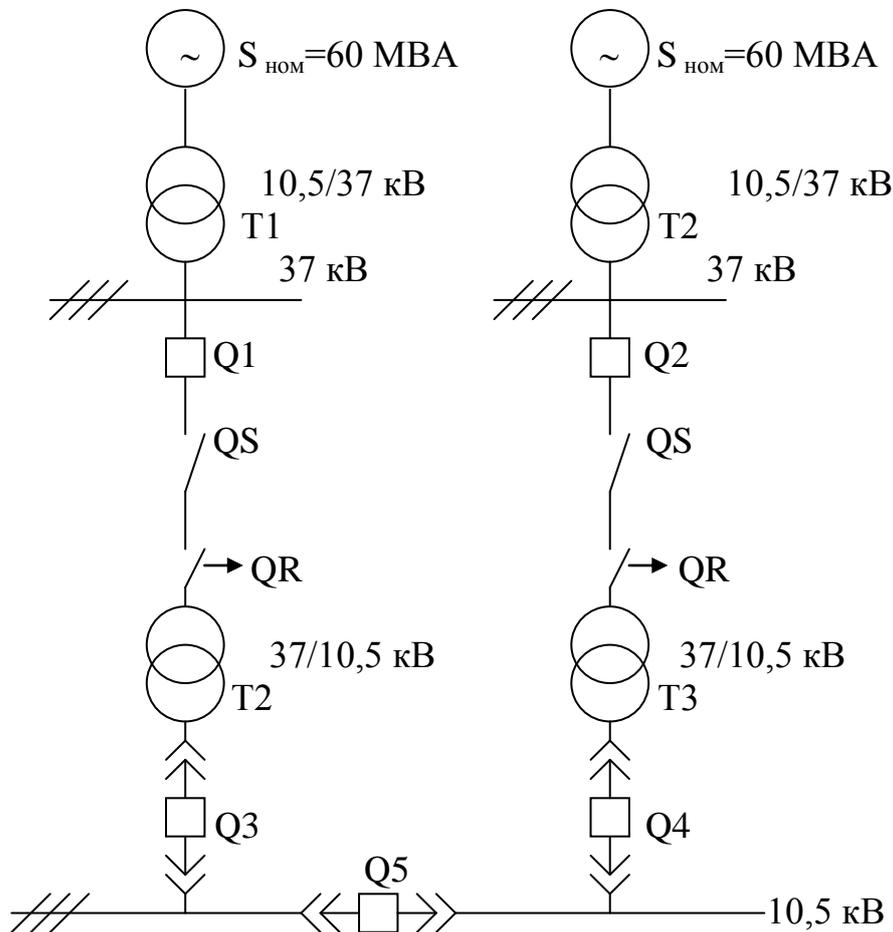


Рисунок 5.1 - Схема внешнего электроснабжения. Вариант №1

Выбор трансформатора силового напряжением 37/10,5 кВ, установленного на ГПП.

Учитываем наличие потребителей I и II категории установкой от ГПП двух силовых трансформаторов.

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{nK_3}, \text{ МВА} \quad (6.1)$$

где n – количество трансформаторов на ГПП, шт;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 S_p – расчетная мощность цементного завода, МВА.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_3^2} = \sqrt{7943.1^2 + 2010^2} = 8193,47 \text{ кВА}$$

где Q_3 – выходная реактивная мощность от энергосистемы, кВт.

По формуле (6.1):

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{nK_3} = \frac{8193,47}{2 \cdot 0,7} = 5853 \text{ кВА} = 5,8 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформатор с $S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}$.

Проверим перегрузочную способность трансформаторов в аварийном режиме:

$$1,4S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{nK_3};$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА} > S_p = 8193,47 \text{ кВА}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{S_p}{nS_{\text{ном.тр}}} = \frac{8193,47}{2 \cdot 6300} = 0,65$$

Выбираем трансформатор из [4] ТМН-6300/35 ($U_{\text{вн}} = 35 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 11 \text{ кВ}$,
 $\Delta P_{\text{xx}} = 8 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{кз}} = 46,5 \text{ кВт}$, $U_{\text{кз}}, \% = 7,5$, $I_{\text{xx}}, \% = 0,8$).

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тр.гпп}} = 2(\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} K_3^2) = 2(8 + 46,5 \cdot 0,65^2) = 55,29 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = 2(\Delta Q_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{кз}} K_3^2) = 2(50,4 + 472,5 \cdot 0,65^2) = 500,06 \text{ кВар};$$

где $\Delta Q_{\text{xx}} = I_{\text{xx}}, \%S_{\text{ном.тр}} / 100 = 0,8 \cdot 6300 / 100 = 50,4 \text{ кВар};$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = U_{\text{кз}}, \%S_{\text{ном.тр}} / 100 = 7,5 \cdot 6300 / 100 = 472,5 \text{ кВар};$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2(\Delta P_{\text{xx}} T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} K_3^2 \tau), \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \quad (6.2)$$

где $T_{\text{вкл}} = 8760 \text{ ч}$ [3] и $T_{\text{н}} = 5000 \text{ ч}$ при трехсменной работе цементного завода.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000}\right)^2 T_{\text{вкл}} = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч}$$

По формуле (6.2):

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2(8 \cdot 8760 + 46,5 \cdot 0,65^2 \cdot 3411) = 274186,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Капитальные затраты:

$$\sum K_{\text{тр.гпп}} = 2K_{\text{тр.гпп}} = 2 \cdot 2473,4 = 4946,81 \text{ т.т.}$$

где $K_{\text{тр.гпп}}$ – стоимость трансформатора ГПП, т.т.

Амортизационные отчисления:

$$C_{\text{а.тр}} = K_{\text{а.тр}} K_{\text{тр.гпп}} = 0,063 \cdot 4946,81 = 311,65 \text{ т.т./год}$$

где $K_{\text{а.тр}}$ – амортизационный коэффициент из [3].

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$C_{п.тр} = C_o \Delta W_{тр.гпп} = 2,6 \cdot 274,1867 \cdot 10^3 = 575,79 \text{ т.т./год}$$

где C_o – стоимость электроэнергии, $C_o = 12,1$ т/кВт·ч.

Суммарные эксплуатационные расходы:

$$C_{э.тр} = C_{а.тр} + C_{п.тр} = 311,65 + 575,79 = 887,44 \text{ т.т./год}$$

Выбор воздушных ЛЭП напряжением 35 кВ.

Расчетная мощность, передаваемая через ЛЭП 35 кВ:

$$S_{р.лэп} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{тр.гпп})^2 + Q_3'^2}, \text{ кВА} \quad (6.3)$$

где $\Delta P_{тр.гпп}$ берется из пункта 8.3, кВт;

Q_3' – входная реактивная мощность, заданная энергосистемой и с учетом

$\Delta P_{тр.гпп}$:

$$\begin{aligned} Q_3' &= (0,23 \div 0,25) \cdot (P_{р.0,4} + \Delta P_{тр} + P_{р.сд} + \Delta P_{тр.гпп}) = \\ &= (0,23 \div 0,25) \cdot (3701,38 + 48,29 + 4956 + 55,29) = 2020 \text{ кВар} \end{aligned}$$

По формуле (6.3):

$$S_{р.лэп} = \sqrt{(7943,1 + 55,29)^2 + 2020^2} = 8249,52 \text{ кВА}$$

Расчетный ток в линии:

$$I_p = S_{р.лэп} / (n \sqrt{3} U_{ном}) = 8249,52 / (2 \sqrt{3} \cdot 37) = 64,36 \text{ А}$$

Сечение провода ЛЭП по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = I_p / J_{эк} = 64,36 / 1,1 = 58,5 \text{ мм}^2$$

где $J_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбирается по табл. 1.3.36 [3], А/мм².

Принимаем ближайшее стандартное сечение $S = 70 \text{ мм}^2$ из [3] ($r_{\text{уд}} = 42,8 \text{ Ом}/100 \text{ км}$, $x_{\text{уд}} = 43,2 \text{ Ом}/100 \text{ км}$). Питание завода осуществляем двухцепными железобетонными ЛЭП с подвеской одной цепи ($I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$, общая стоимость $1026,7 \text{ т.т./км}$ – данные из таблицы 4.7 [4]).

Условия выбора и проверки неизолированных проводов [3] из таблицы 1.27:

$$S \approx S_{\text{эк}} = I_{\text{норм.расч}} / J_{\text{эк}} ; \quad \text{б) } I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{норм.расч}} \text{ или} \\ I_{\text{длит.доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{норм.расч}} = 64,36 \text{ А}; \quad \text{в) } K_{\text{п}} I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

где $K_{\text{п}}$ – нормированный коэффициент возможной перегрузки проводника.

$$K_{\text{п}} I_{\text{длит.доп}} = 1,3 \cdot 265 = 345 \text{ А} > I_{\text{раб.нб}} = 2 I_{\text{норм.расч}} = 2 \cdot 64,36 = 128,7 \text{ А}$$

Капитальные затраты:

$$\Sigma K_{\text{ЛЭП}} = 1 \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 6 \cdot 1026,7 = 6160,18 \text{ т.т.}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2(3I_{\text{р}}^2 r_{\text{уд}} \cdot 10^{-3}) \tau = 2(3 \cdot 64,36^2 \cdot 0,428 \cdot 10^{-3} \cdot 6) \cdot 3411 = \\ = 217700,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{\text{а.лэп}} = K_{\text{а.лэп}} K_{\text{лэп}} = 0,028 \cdot 6160,18 = 172,5 \text{ т.т/год}$$

где $K_{\text{а.лэп}}$ – коэффициент амортизационных отчислений из таблицы 4.1 [4].

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$C_{\text{п.лэп}} = C_{\text{о}} \Delta W_{\text{лэп}} = 2,6 \cdot 217700,8 \cdot 10^{-3} = 457,2 \text{ т.т/год}$$

Суммарные эксплуатационные расходы:

$$C_{\text{э.лэп}} = C_{\text{а.лэп}} + C_{\text{п.лэп}} = 172,5 + 457,2 = 629,7 \text{ т.т/год}$$

Выбор головных выключателей

Рассчитаем ток к.з. на шинах 37 кВ. Схема замещения на рисунке 6.2.

Расчет ведем в базисных единицах: $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$, $U_{\text{б}} = 37 \text{ кВ}$,

$$I_{\sigma} = S_{\sigma} / \sqrt{3} U_{\sigma} = 100 / \sqrt{3} \cdot 37 = 1,56 \text{ кА}$$

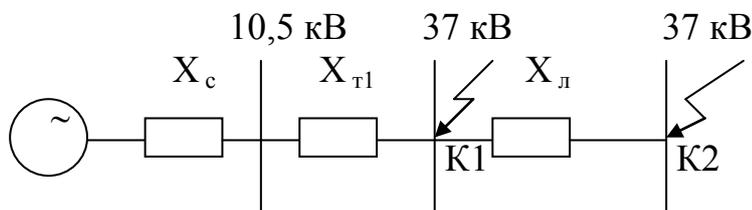


Рисунок 6.2 - Схема замещения для расчета токов к.з. в точках К1 и К2

Сопротивление системы:

$$X_c = X_d'' \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ.Г}}} = 0,125 \frac{100}{60} = 0,21$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление турбогенератора, о.е.;

$S_{\text{НОМ.Г}}$ - номинальная мощность генератора, МВА

Сопротивление повышающего трансформатора:

$$X_{T1} = \frac{U_{\text{к.з.}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1 \text{ о.е.}$$

Ток к.з. в т. К1:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I'' = \frac{I_{\sigma}}{X_{\Sigma}} = \frac{I_{\sigma}}{X_c + X_{T1}} = \frac{1,56}{0,21 + 1,03} = 1,26 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з. в т. К1:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} R_y I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 1,26 = 3,5 \text{ кА}$$

где R_y - ударный коэффициент из таблицы 3.8 [6] для турбогенераторов мощностью (12÷60) Мвт.

Выбираем выключатель МКП-35-1000-25 АУ1

Капитальные затраты:

$$\Sigma K_B = 2 K_B = 2 \cdot 210 = 420 \text{ т.т.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{a.B} = K_{a.B} K_B = 0,063 \cdot 420 = 26,5 \text{ т.т./год}$$

где $K_{a.B}$ – коэффициент амортизационных отчислений из таблицы 4.1 [4].

Таблица 6.1 – Данные выключателя

Расчетные данные		Каталожные данные	
U_p , кВ	35	$U_{ном}$, кВ	35
$I_{p.макс}$, А	128,7	$I_{ном}$, А	1000
$I_{кз}^{(3)}$, кА	1,26	$I_{ном.отк}$ кА	25
$i_y^{(3)}$, кА	3,5	$i_{ном.дин}$ кА	64

Выбор разъединителей

Определим ток к.з. в т. К2.

Сопротивление ЛЭП 35 кВ:

$$X_L = X_{уд} \frac{S_6}{U_{срм}^2} = 0,432 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,19 \text{ о.е.}$$

Ток к.з. в т. К2:

$$I_{кз.к2}^{(3)} = I'' = \frac{I_6}{X_\Sigma} = \frac{I_6}{(X_c + X_{T1} + X_L)} = \frac{1,56}{(0,21 + 1,03 + 0,19)} = 1,09 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з. в т. К2:

$$i_{y.к2}^{(3)} = \sqrt{2} R_y I_{кз.к2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,09 = 2,77 \text{ кА}$$

где R_y – ударный коэффициент из таблицы 3.8 [6] для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается к.з., воздушными ЛЭП 35 кВ.

По таблицам из [4,5] выбираем аппараты:

Расчетные данные	Разъединитель РНД(3)-35У1-1000У1
$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{p.макс} = 128,7 \text{ А}$ $i_y^{(3)} = 2,77 \text{ кА}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ $i_{пр.скаб} = 63 \text{ кА}$

Капитальные затраты:

$$\Sigma K_{\text{раз}} = 2 K_{\text{раз}} = 2 \cdot 10,6 = 21,2 \text{ т.т.}$$

$$\Sigma K_{\text{отд}} = 2 K_{\text{отд}} = 2 \cdot 15,75 = 31,5 \text{ т.т.}$$

$$\Sigma K_{\text{кз}} = 2 K_{\text{кз}} = 2 \cdot 34,2 = 68,4 \text{ т.т.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{\text{а.раз}} = K_{\text{а.раз}} K_{\text{раз}} = 0,063 \cdot 21,2 \text{ т.т./год}$$

$$C_{\text{а.отд}} = K_{\text{а.отд}} K_{\text{отд}} = 0,063 \cdot 31,5 = 2 \text{ т.т./год}$$

$$C_{\text{а.кз}} = K_{\text{а.кз}} K_{\text{кз}} = 0,063 \cdot 68,4 = 4,3 \text{ т.т./год}$$

Технико-экономические показатели варианта №1.

Суммарные капитальные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma K &= \sum_{i=1}^n K_i = K_{\text{тр.гпш}} + K_{\text{лэп}} + K_{\text{в}} + K_{\text{раз}} + K_{\text{отд}} + K_{\text{кз}} = \\ &= 4946,81 + 6160,18 + 420 + 21,2 + 31,5 + 68,4 = 11648,09 \text{ т.т} \end{aligned}$$

Суммарные эксплуатационные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma C_{\text{э}} &= \sum_{i=1}^n C_{\text{э}i} = C_{\text{э.тр}} + C_{\text{э.лэп}} + C_{\text{э.в}} + C_{\text{э.раз}} + C_{\text{э.отд}} + C_{\text{э.кз}} = \\ &= 887,44 + 629,7 + 26,5 + 1,3 + 2 + 4,3 = 1551,24 \text{ т.т./год} \end{aligned}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{вар.1}} = K_{\text{н}} \Sigma K + \Sigma C_{\text{э}} = 0,125 \cdot 11648,09 + 1551,24 = 3007,25 \text{ т.т./год}$$

где $K_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент из [4]

Технико-экономический расчет варианта № 2.

Питание завода осуществляется кабельными линиями напряжением 10,5 кВ. Прокладываем две параллельные линии в траншее с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетные токи в нормальном и аварийном режимах:

$$I_p = S_p / (n\sqrt{3}U_{\text{ном}}) = 8193,47 / (2\sqrt{3} \cdot 10,5) = 225,3 \text{ А}$$

$$I_{p.\text{max}} = 2I_p = 2 \cdot 225,3 = 450,5 \text{ А}$$

2. Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. В соответствии с таблицей 3.3 [1] допустимая перегрузка составляет 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{с.н.}$ принимаем по таблице 1.3. 26 [3] равным 0,9.

Допустимый ток кабельных линий:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}} / (1,25K_{с.н.}) = 450,5 / (1,25 \cdot 0,9) = 400,4 \text{ А}$$

По таблице 416 [5] принимаем сечение жил трехжильного кабеля равным 95 мм^2 ($I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$). Кабель марки ААБ с алюминиевыми жилами. Стоимость 1 км линии при прокладке 348,84 т.т./км. Укладываем по два кабеля и $\Sigma I_{\text{доп}} = 2I_{\text{доп}} = 410 \text{ А}$.

Выбираем термически стойкое сечение жил кабеля, для этого определяем ток к.з. Схема замещения для расчета тока к.з. в т. К1 приведена на рисунке 6.3.

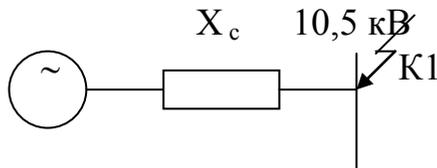


Рисунок 6.3 - Схема замещения для расчета тока к.з. в т. К1

Так как $I_{\text{б}} = S_{\text{б}} / (\sqrt{3}U_{\text{б}}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ кА}$ и $X_c = 0,21$,

то:

$$I_{\text{кз.}}^{(3)} = I'' = \frac{I_{\text{б}}}{X_c} = \frac{5,5}{0,21} = 26,2 \text{ кА}$$

Для ограничения тока к.з. до требуемого значения 10 кА применяем реактор серии РБ на $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ и $I_{\text{доп}} = 630 \text{ А}$, так как $I_{\text{доп}} = 630 \text{ А} > I_{p.\text{max}} = 450,5 \text{ А}$.

Результирующее сопротивление цепи к.з. при отсутствии реактора:

$$X_{рез} = \frac{U_H}{\sqrt{3}I_{кз}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 26,2} = 0,23 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление цепи к.з. из условия обеспечения требуемого тока к.з.:

$$X_{рез}^{треб} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{кз.треб}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,61 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление реактора:

$$X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез} = 0,61 - 0,23 = 0,38 \text{ Ом}$$

Ближайшее большее сопротивление реактора 0,4 Ом. Выбираем реактор РБ10-630-0,4УЗ ($I_{доп} = 630 \text{ А}$, $X_p = 0,4 \text{ Ом}$, $\Delta P = 3,2 \text{ кВт}$ на фазу, $I_{дин.ст} = 32 \text{ кА}$, $I_{т.с.} = 12,6 \text{ кА}$, $t_{т.с.} = 8 \text{ с}$, цена 67,67 т.т. за фазу).

Каталожные данные из таблицы 5.14 [3].

Результирующее сопротивление цепи с учетом X_p :

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_p = 0,23 + 0,4 = 0,63 \text{ Ом}$$

Значение тока к.з. в т. К1 (Рисунок 6.3):

$$I_{кз.}^{(3)} = I'' = \frac{U_H}{\sqrt{3}X'_{рез}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,63} = 9,62 \text{ кА}$$

Проверяем реактор по условию остаточного напряжения, которое должно быть не менее 60-70% от $U_{ном}$:

$$U_{ост.} \% = X_p \cdot \frac{\sqrt{3}I_{кз}^{(3)} 100}{U_H} = 0,4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 9,62 \cdot 100}{10,5} = 63,5\% > 60\%$$

Проверяем реактор по стойкости в режиме к.з.:
Электродинамическая стойкость:

$$I_{дин} \geq i_y^{(3)}$$

где $i_y^{(3)} = \sqrt{2}R_y I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 9,62 = 26,6 \text{ кА}$

$$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА} > i_y^{(3)} = 26,6 \text{ кА}$$

Здесь $R_y = 1,94 \div 1,955$ для турбогенератора мощностью $12 \div 60$ МВА из таблицы 3.8 [6].

б) Термическая стойкость:

$$V_{\text{к}}^{\text{зав}} = I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}} = 12,6^2 \cdot 8 = 1270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{кз}}^{(3)} (t_{\text{отк}} + T_a) = 9,62^2 (1,2 + 0,25) = 134,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $T_a = (0,16 \div 0,25)$ с при $R_y = 1,94 \div 1,955$ из табл. 3.8 [6]

Условие термической стойкости:

$$V_{\text{к}}^{\text{зав}} = 1270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > V_{\text{к.расч}} = 134,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{выполняется}$$

Потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_{\text{р}} \% = X_{\text{р}} \cdot \frac{\sqrt{3} I_{\text{р. max}}^{100}}{U_{\text{н}}} \sin \varphi = 0,4 \frac{\sqrt{3} \cdot 450,5 \cdot 100}{10,5 \cdot 10^3} \cdot 0,53 = 1,6\%$$

Капитальные затраты:

$$\Sigma K_{\text{р}} = 2 K_{\text{р}} = 2 \cdot 67,67 \cdot 3 = 406 \text{ т.т.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{\text{а.р}} = K_{\text{а.р}} K_{\text{р}} = 0,063 \cdot 406 = 25,6 \text{ т.т./год}$$

Потери электроэнергии в реакторах:

$$\Delta W_{\text{р}} = 2(3 \Delta P_{\text{р}} T_{\text{м}}) = 6 \cdot 3,2 \cdot 5000 = 96000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\text{п.р.}} = C_{\text{о}} \Delta W_{\text{р}} = 2,6 \cdot 10^{-3} \cdot 96000 = 201,6 \text{ т.т./год}$$

Эксплуатационные расходы:

$$C_{\text{э.р.}} = C_{\text{а.р.}} + C_{\text{п.р.}} = 25,6 + 201,6 = 227,2 \text{ т.т./год}$$

Возвращаемся к определению термически стойкого сечения жил кабеля 10 кВ:

$$S_{\text{T}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{n}}} / K_{\text{T}}, \text{ мм}^2 \quad (6.4)$$

где t_{n} – приведенное время к.з., с;

$$K_{\text{T}} = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2 \text{ для алюминиевых жил из табл. 3.4 [1]}$$

По формуле (6.4):

$$S_{\text{T}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{n}}} / K_{\text{T}} = 9620 \sqrt{0,5} / 95 \approx 72 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение кабеля $S = 95 \text{ мм}^2$ удовлетворяет.

4. Потеря напряжения в линии:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} I_{\text{р}}' l \cdot (r'_{\text{уд}} \cos \varphi + x'_{\text{уд}} \sin \varphi) \frac{100}{U_{\text{н}}}, \% \quad (6.5)$$

где $r'_{\text{уд}}, x'_{\text{уд}}$ – удельные сопротивления кабелей с учетом их удвоения в траншее, т.е. $x'_{\text{уд}} = x_{\text{уд}} / 2$, $r'_{\text{уд}} = r_{\text{уд}} / 2$, Ом/км;

l – длина линии в км;

$$\cos \varphi = 0,976, \sin \varphi = 0,22.$$

По формуле (6.5):

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot 112,6 \cdot 6 \cdot (0,163 \cdot 0,976 + 0,042 \cdot 0,22) \frac{100}{10500} = 1,9 \%$$

Потеря напряжения в аварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{ав}} \% = 2 \cdot \Delta U, \% = 2 \cdot 1,9 = 3,8 \%$$

Коэффициент загрузки кабеля в нормальном режиме:

$$K_3 = I'_p / I'_{доп} = 112,6 / (0,9 \cdot 205) = 0,61$$

Потеря мощности при действительной нагрузке:

$$\begin{aligned} \Delta P_{кл} &= 4(3(I'_{доп})^2 r'_{уд} l K_3^2) \cdot 10^{-3} = \\ &= 4(3(0,9 \cdot 205)^2 \cdot 0,163 \cdot 6 \cdot 0,61^2) \cdot 10^{-3} = 148,6 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta W_{кл} = \Delta P_{кл} T_M = 148,6 \cdot 5000 = 743 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{п.кл} = C_o \Delta W_{кл} = 2,6 \cdot 10^{-3} \cdot 743 \cdot 10^3 = 1560,3 \text{ т.т./год}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{а.кл} = K_{а.кл} K_{кл} = 0,03 \cdot 8372,2 = 251,2 \text{ т.т./год}$$

где $K_{кл} = 2 \cdot 2 K_{кл,о} = 4 \cdot 2093,05 = 8372,2 \text{ т.т.}$ – капитальные затраты

Эксплуатационные расходы:

$$C_{э.кл} = C_{п.кл} + C_{а.кл} = 1560,3 + 251,2 = 1811,5 \text{ т.т./год}$$

Выбор выключателей напряжением 10 кВ. Рассчитаем ток к.з. в т. К2 по схеме замещения на рисунке 6.4.

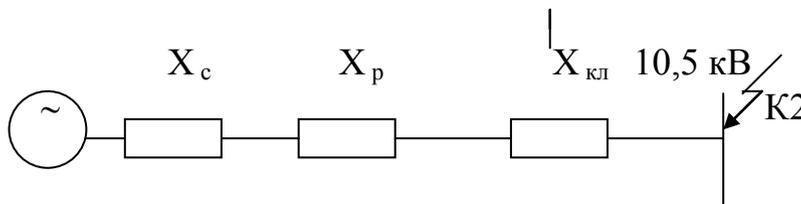


Рисунок 6.4 - Схема замещения для расчета тока к.з. в т. К2

Расчет ведем в базисных величинах: $S_б = 100 \text{ МВА}$, $U_б = 10,5 \text{ кВ}$,

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}} \sqrt{3}} = \frac{100}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 5,5 \text{ кА}$$

Сопротивление кабелей:

$$X_{\text{кл}} = X'_{\text{уд}} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,042 \cdot 6 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,23$$

Сопротивление реактора:

$$X_{\text{р}} = X_{\text{н.р.}} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,36$$

Ток к.з. в т. К2:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I'' = \frac{I_{\bar{6}}}{X_{\Sigma}} = \frac{I_{\bar{6}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{р}} + X_{\text{кл}}} = \frac{5,5}{0,21 + 0,23 + 0,36} = 6,87 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з. в т. К2:

$$i_{\text{у}}^{(3)} = \sqrt{2} R_{\text{у}} I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,904 \cdot 6,87 = 18,5 \text{ кА}$$

где $R_{\text{у}}$ – ударный коэффициент для ветви, защищенной реактором с $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ и ниже из таблицы 3.8 [6].

Выбираем выключатель ВМП-10-630-10У2 по таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Выбор выключателя 10 кВ

Расчетные данные		Каталожные данные	
$U_{\text{р}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{р.макс}}, \text{А}$	450,6	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	630
$I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{кА}$	6,87	$I_{\text{ном.отк}}, \text{кА}$	10
$i_{\text{у}}^{(3)}, \text{кА}$	18,5	$i_{\text{ном.дин}}, \text{кА}$	25,5

Капитальные затраты:

$$\Sigma K_{\text{в}} = 2 K_{\text{в}} = 2 \cdot 46,65 = 93,3 \text{ т.т.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{a.B} = K_{a.B} \cdot K_B = 0,063 \cdot 93,3 = 5,88 \text{ т.т./год}$$

Технико-экономические показатели варианта № 2.

Капитальные затраты:

$$\sum K = \sum_{i=1}^n K_i = K_{кл} + K_p + K_B = 8372,2 + 406 + 93,3 = 8871,5 \text{ т.т.}$$

Эксплуатационные расходы:

$$\sum C_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{э}i} = C_{\text{э.кл}} + C_{\text{э.р}} + C_{\text{э.в}} = 1811,5227,2 + 5,88 = 2044,6 \text{ т.т./год}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{вар.2}} = K_H \sum K + \sum C_{\text{э}} = 0,125 \cdot 8871,5 + 2044,6 = 3153,5 \text{ т.т./год}$$

Технико-экономическое сравнение варианта № 1 и варианта № 2.

$$Z_{\text{вар.1}} = 3007,25 \text{ т.т./год} < Z_{\text{вар.2}} = 3153,5 \text{ т.т./год}$$

Предпочтительнее вариант №1.

7 Расчет токов к.з. и выбор аппаратов высокого напряжения

Выбор КРУ

При выборе КРУ необходимо учесть влияние установленных на заводе синхронных двигателей 10 кВ на ток к.з. На рисунке 7.1 показана схема замещения для расчета тока к.з. в т. КЗ.

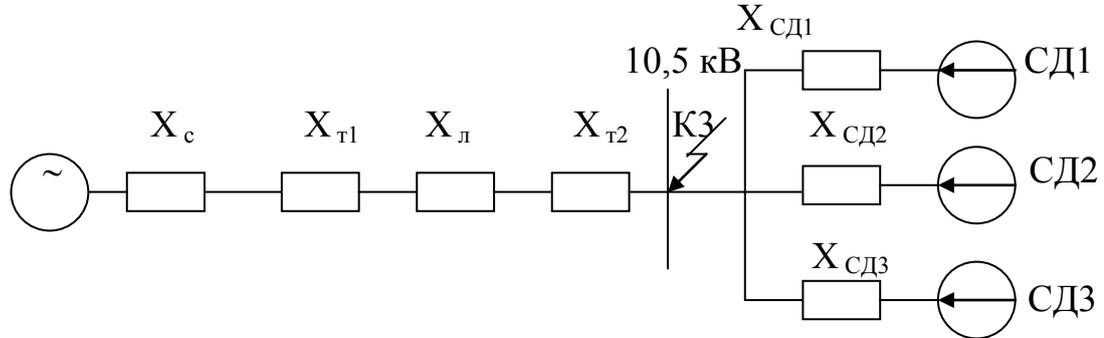


Рисунок 7.1- Схема замещения для расчета тока к.з. в т. КЗ

Расчет ведем в базисных единицах: $S_{\text{б}} = 100$ МВА, $U_{\text{б}} = 10,5$ кВ, $I_{\text{б}} = 5,5$ кА, $X_c = 0,21$, $X_{T1} = 1,03$, $X_l = 0,19$, $X_{T2} = 1,19$:

$$X_{T2} = \frac{U_{\text{кз}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19$$

Сопротивление группы СД 10 кВ количеством М штук:

$$X_{\text{СД}} = \frac{1}{I_{*\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.д}} M} \approx X_{\text{д}}'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.д}} M}, \text{ о.е.} \quad (7.1)$$

где $X_{\text{д}}'' \approx \frac{1}{I_{*\text{пуск}}}$, о.е

$S_{\text{ном.д}}$ – номинальная мощность двигателя, МВА;

M - количество двигателей в группе, шт.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{\text{д}}'' = \frac{E}{X_{\text{сд}}} I_{\text{б}}, \text{ кА} \quad (7.2)$$

где $E = E_{[0]}'' \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} = 1,1 \frac{10}{10,5} = 1,048$ - сверхпереходная ЭДС.

Для СД $E''_{[0]} = 1,1$.

Отделение сырьевых мельниц (СД 10 кВ) по формуле (7.1):

$$X_{\text{СД1}}'' = X_d'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.д}} \cdot M} = 0,22 \frac{100}{0,935 \cdot 6} = 3,92$$

$$I_d'' = \frac{E}{X_{\text{сд1}}''} I_{\text{б}} = \frac{1,048}{3,92} \cdot 5,5 = 0,592 \text{ кА}$$

Дымососы(СД 10 кВ) по формуле (7.1):

$$X_{\text{СД2}}'' = X_d'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.д}} \cdot M} = 0,143 \frac{100}{0,735 \cdot 2} = 9,73$$

где X_d'' берем из таблицы 2.48 [9].

$$I_d'' = \frac{E}{X_{\text{сд2}}''} I_{\text{б}} = \frac{1,048}{9,73} \cdot 5,5 = 1,48 \text{ кА}$$

Компрессорная (СД 10 кВ) по формуле (7.1):

$$X_{\text{СД3}}'' = X_d'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.д}} \cdot M} = 0,145 \frac{100}{0,935 \cdot 4} = 3,9$$

$$I_{\text{сд3}}'' = \frac{E}{X_{\text{сд3}}''} I_{\text{б}} = \frac{1,048}{3,9} \cdot 5,5 = 1,488 \text{ кА}$$

Полный ток к.з. в т. КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I'' = I_{\text{кз.с}}^{(3)} + \sum_{i=1}^n I_{\text{сд}i}'' = 2,1 + 1,48 + 0,592 + 1,48 = 5,66 \text{ кА}$$

ударный ток к.з. в т.КЗ:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} R_y I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,66 = 14,4 \text{ кА}$$

Выбираем КРУ К-XXVI ($I_{\text{ном}} = 2000$ А сборных шин) по [3] в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - Выбор КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Каталожные данные	
U_p , кВ	10	U_H , кВ	10
I_p , А	225,3	$I_{НОМ}$, А	2000
$I_{кз}^{(3)}$, кА	5,66	$I_{НОМ.ОТК}$ кА	31,5
$i_y^{(3)}$, кА	14,4	$i_{НОМ.ДИН}$ кА	81

Выбор трансформаторов тока на вводе КРУ 10 кВ.

В таблице 7.2 указаны приборы, питаемые от трансформатора тока.

Таблица 7.2 - Измерительные приборы

Приборы	Тип прибора	Класс точности	Нагрузка, ВА на фазу		
			А	В	С
Амперметр	Э 365-1	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик ак. энергии	САЗУ-И670	2,0	2,5	-	2,5
Счетчик реак. энергии	СРЗУ-И670	2,5	2,5	-	2,5
ИТОГО			5,5	0,5	5,5

Из таблицы 7.2 мощность приборов на фазу А и С: $S_{приб} = 5,5$ ВА

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2НОМУ} - (r_{прибк} + r_{конг}) = 1,2 - (0,22 + 0,1) = 0,88 \text{ Ом}$$

Наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности

$$S = \frac{l_p}{\gamma r_{пр}}, \text{ мм}^2 \quad (7.3)$$

где $\gamma = 35$ м/Ом·мм² – удельная проводимость проводника;
 l_p – длина проводника (принята $l_p = 60$ м ориентировочно).

По формуле (7.3):

$$S = \frac{I_p}{\gamma r_{\text{пр}}} = \frac{60}{35 \cdot 0,88} = 1,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем трехжильный кабель АКВРБ сечением $s = 4 \text{ мм}^2$ (по условиям прочности для алюминиевых проводов принимают сечение не меньше 4 мм^2). Принимаем к установке трансформаторы тока ТШЛП-10УТЗ. ($I_{\text{ном1}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$, $I_{\text{дин}} = 35 \text{ кА}$, $I_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}$, $t_{\text{тер}} = 4 \text{ с}$) по таблице 7.1 [4,5].

Проверяем пригодность трансформатора тока по условиям:

а) $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$; $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;

б) $I_{\text{ном1}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{р.макс}} = 450,5 \text{ А}$;

в) Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, и поэтому не проверяем.

г) По термической стойкости:

$$W_{\text{к.зав.}} > W_{\text{к.расч.}}$$

где $W_{\text{к.зав.}} = I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;

$$W_{\text{к.расч.}} = I_{\text{кз}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,66^2 \cdot (1,2 + 0,01) = 39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $T_a = 0,01 \text{ с}$ при $R_y = 1,369$ по таблице 3.8 [6].

д) По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2,\text{ном}}; \tag{7.4}$$

где $Z_{2,\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка в классе 0,5.

По формуле (7.4):

$$Z_2 = 5,5 \text{ ВА} < Z_{2,\text{ном}} = 20 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения.

В таблице 7.3 сведены приборы, установленные на трансформаторе напряжения.

Мощность:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 69,5 \text{ ВА}$$

Таблица 7.3 - Приборы, установленные на трансформаторе напряжения

Приборы	Число катушек	Мощность, ВА	cosφ	sinφ	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	1	7,2	1	0	28,8	0
Вольтметр регистрирующий	1	15	1	0	15	0
Ваттметр трехфазный	2	1,8	1	0	3,6	0
Частотомер	1	6,5	1	0	6,5	0
Счетчик акт. энергии	2	1,75	0,38	0,925	10,64	26
ИТОГО					64,5	26

Принимаем трансформатор напряжения измерительный НТМК-10УЧ.
Проверяем по следующим условиям:

$$U_H = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном.т}} = 10 \text{ кВ};$$

$$2. S_{\text{приб}} = 69,5 \text{ ВА} < S_{\text{ном.2}} = 120 \text{ ВА}.$$

Выбор сборных шин на стороне 10 кВ трансформатора ГПП.
Допустимый ток:

$$I'_{\text{доп}} = K_1 I_{\text{доп}}, \text{ А} \quad (7.5)$$

где $K_1 = 0,95$ – поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.макс}} / K_2 = 450,5 / 1,3 = 346,5 \text{ А}$$

где K_2 – поправочный коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку шины в аварийном режиме.

Выбираем алюминиевые шины АТ размером (30x4) мм ($I_{\text{доп}} = 475 \text{ А}$)
По формуле (7.5):

$$I'_{\text{доп}} = K_1 I_{\text{доп}} = 0,95 \cdot 475 = 452 \text{ А} > 346,5 \text{ А}$$

Проверяем шины по условиям воздействия тока к.з. Для однополосных шин максимальное расчетное напряжение в шине:

$$\varepsilon_{\text{расч}} = 1,76 \frac{l_i^{2(3)2}}{10aW} 10^{-7} = 1,76 \frac{1^2 \cdot 14400^2}{10 \cdot 0,25 \cdot 6 \cdot 10^{-7}} \cdot 10^{-7} = 24,3 \text{ МПа}$$

где l - длина пролета шин, м;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, м;

W - момент сопротивления поперечного сечения, м³.

Для шин, расположенных плашмя:

$$W = 0,17nbh^2 = 0,17 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,03^2 = 6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

Для алюминиевых шин по табл. 2.73 [9] $\varepsilon_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа}$ и:

$$\varepsilon_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа} > \varepsilon_{\text{расч}} = 24,3 \text{ МПа}$$

Частота собственных колебаний шин:

$$v = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \text{ Гц} \quad (7.6)$$

где l – длина пролета шин, м;

E – модуль упругости материала шины, по таблицы 2.73 [9] $E = 6,5 \cdot 10^{10}$

Па;

J – момент инерции поперечного сечения, м⁴;

m – момент шины на единицу длины, по таблицы 7.2 [2] $m = 0,321 \text{ кг/м}$

$$J = \frac{bh^3}{6} = \frac{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,03^3}{6} = 18 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4$$

По формуле (7.6):

$$v = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{3,56}{1^2} \sqrt{\frac{6,5 \cdot 10^{10} \cdot 18 \cdot 10^{-9}}{0,321}} = 215 \text{ Гц} > v_{\text{доп}} = 200 \text{ Гц}$$

По условию проверки на механический резонанс удовлетворяет.

Минимальное сечение шины по термической стойкости:

$$S_T \approx \alpha I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_n} = 11 \cdot 5,66 \cdot \sqrt{0,5} = 44 \text{ мм}^2 < S = 120 \text{ мм}^2$$

где α - термический коэффициент по таблицы 6.11 [7];
 t_n – приведенное время к.з., с.

Выбор опорных изоляторов.

Расчетное усилие на головку опорного изолятора:

$$F_{\text{расч}} = 1,76 \frac{1}{a} i_y (3) 2 \frac{10^{-7}}{K_h} = 1,76 \frac{1}{0,25} \cdot 14400^2 \cdot 10^{-7} = 146 \text{ Н}$$

где K_h – коэффициент, учитывающий расположение шин на изоляторе.

При расположении шин плашмя $K_h = 1$.

Допустимое максимальное усилие на головку:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \text{ кН} \quad (7.7)$$

где 0,6 – коэффициент запаса прочности;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающее усилие на изгиб, кН.

Выбираем изолятор ИО-10-3.75УЗ ($F_{\text{разр}} = 3,75$ кН по таблицы 5.7 [3]) и по формуле (7.7):

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН} > F_{\text{расч}} = 0,146 \text{ кН}$$

Выбор силовых кабелей напряжением 10 кВ.

Линия ГПП-ТП1.

Подстанция ТП1- двухтрансформаторная. Прокладываем в траншее 2 кабеля с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетные токи в нормальном и аварийном режимах:

$$I_p = \frac{S'_p}{n\sqrt{3}U_H} = \frac{975,44}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 2I_p = 2 \cdot 26,8 = 53,6 \text{ А}$$

где

$$S'_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_p + \Delta Q_{\text{тр}})^2} = \\ = \sqrt{(791,02 + 10,94)^2 + (492,14 + 63,15)^2} = 975,44 \text{ кВА}$$

Сечение жил кабеля по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}} = \frac{26,8}{1,4} = 19,1 \text{ мм}^2$$

где $J_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ при $T_m = 5000 \text{ ч}$ по таблице 1.3.36 [3].

Выбираем кабель ААШВ 10-(3х25) ($I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$) по таблице П.4.7 [3].

Принимаем время ликвидации аварии 64, $K_3 = 0,6$. По таблице 3.3 [3] перегрузка 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{\text{сн}} = 0,9$ по таблице 7.17 [4].

Допустимый ток кабельных линий:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{рмакс}}}{1,25 K_{\text{с.н.}}} = \frac{53,6}{1,25 \cdot 0,9} = 47,6 < I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$$

Термически стойкое сечение жил кабеля:

$$S_T = I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_n} / K_T = 5660 \sqrt{0,4} / 95 = 37,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель сечением 50 мм^2 типа ААШВ 10- (3х50) по таблице П.4.7. [3].

Проверяем выбранный кабель по потере напряжения в нормальном и аварийном режимах по формуле 3.4 [2]:

$$\begin{aligned} \Delta U\% &= \sqrt{3} I_p l (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi) \frac{100}{U_n} = \\ &= \sqrt{3} \cdot 26,8 \cdot 0,124 (0,62 \cdot 0,8 + 0,09 \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{10500} = 0,03 \text{ \%} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = 2\Delta U = 2 \cdot 0,03 = 0,06 \text{ \%}$$

где l – длина кабеля, км;

$r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивление кабеля по таблице 3.5 [3], Ом/км;

$\cos \varphi$, $\sin \varphi$ – соответствуют коэффициенту мощности в конце линии.

Аналогично производим выбор всех кабелей напряжением 10 кВ и сводим результаты выбора в таблицу 7.4.

Для кабелей, питающих синхронные двигатели, сечение выбираем, учитывая номинальные токи двигателей.

Номинальный ток СД 10 кВ (Отделение сырьевых мельниц):

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_{\text{н}} \beta}{\sqrt{3} \cos \varphi \eta U_{\text{н}}} = \frac{800 \cdot 0,75}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 0,95 \cdot 10,5} = 38,2 \text{ А}$$

где β - коэффициент загрузки двигателя.

Номинальный ток СД 10 кВ (Дымососы):

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_{\text{н}} \beta}{\sqrt{3} \cos \varphi \eta U_{\text{н}}} = \frac{630 \cdot 0,75}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 0,958 \cdot 10,5} = 30,1 \text{ А}$$

Номинальный ток СД 10 кВ (Компрессорная):

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_{\text{н}} \beta}{\sqrt{3} \cos \varphi \eta U_{\text{н}}} = \frac{800 \cdot 0,75}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 0,96 \cdot 10,5} = 38,2 \text{ А}$$

Выбор высоковольтных выключателей на низкой стороне трансформаторов ГПП и на отходящих линиях.

Расчетный ток на стороне НН трансформатора ГПП:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \sqrt{3} U_{\text{н}}} = \frac{8193,47}{2 \sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,26 \text{ А}$$

$$\text{Ток к.з.} \quad I_{\text{кз}}^{(3)} = 5,66 \text{ кА}, \quad i_{\text{у}}^{(3)} = 14,4 \text{ кА}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630 20УЗ, выполняя следующие требования:

- а) номинальное напряжение не меньше $U_{\text{нн}}$ трансформатора;
- б) $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} > I_{\text{р.макс}} = 2 I_{\text{р}} = 2 \cdot 225,26 = 450,52 \text{ А}$;
- в) $I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА} \geq I_{\text{кз}}^{(3)} = 5,66 \text{ кА}$,

Таблица 7.4 – Кабельный журнал

№	Наименование кабельной линии	Кол. кабелей в траншее	К _{с.н.}	Нагрузка на одну линию, А		Требуемое сечение кабеля, мм ²				Принятые кабели			Длина, м
				I _p	I _{p.макс}	По J _{эк}	По длительно доп. нагрузке	По термич. стойкости	По потере напряжения	Марка	Сечение	Способ прокладки	
1	ГПП-ТП1	2	0,9	26,8	53,6	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	124
2	ГПП-ТП2	6	0,75	27,1	54,2	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	154
3	ГПП-ТП3	4	0,78	37,4	56,1	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	223
4	ГПП-ТП4	4	0,78	24,9	24,9	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	154
5	ГПП-ТП6	2	0,9	27,3	54,6	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	172
6	ГПП-ТП5	2	0,9	27,3	54,6	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	103
7	ГПП-отделение сырьевых мельниц	6	0,75	39,3	39,3	35	35	50	50	ААШВ10	50	траншея	161
8	ГПП - дымососы	5	0,78	30,1	30,1	25	25	50	50	ААШВ10	50	траншея	240
9	ГПП - компрессорная	6	0,75	38,2	38,2	35	35	50	50	ААШВ10	50	траншея	220

$$г) i_{\text{НОМ.ДИН}} = 52 \text{ кА} \geq i_y^{(3)} = 14,4 \text{ кА}$$

Секционный выключатель выбираем, учитывая, что $I_{p.\text{макс}} = I_p$. Выбираем ВМПЭ-10-630-20УЗ.

Выбор выключателей нагрузки на стороне ВН цеховых КТП.

Для КТП1:

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_H} = \frac{975,44}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26,8 \text{ А}$$

Выбираем выключатель нагрузки типа ВНПу-10/400-10зУЗ.

$$I_{\text{НОМ.ОТК}} = 400 \text{ А} \geq I_p = 26,8 \text{ А}$$

$$K_n I_{\text{ОТК.НОМ}} = 800 \text{ А} \geq I_{p.\text{макс}} = 2 \cdot 26,8 = 53,6 \text{ А}$$

$$i_{\text{НОМ.ДИН}} = 25 \text{ кА} \geq i_y^{(3)} = 14,4 \text{ кА}$$

Номинальный ток предохранителя типа ПКТ 101-10-31,5-12,5УЗ

$$I_{\text{НОМ.ПР}} = 31,5 \text{ А} > I_p = 26,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 5,66 \text{ кА}$$

Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях.

Так как рабочие токи отходящих линий лежат в пределах от $I_p = 24,9 \text{ А}$ (КТПЗ) до $I_p = 41,3 \text{ А}$ (Отделение сырьевых мельниц; СД 10кВ) то выбираем трансформаторы тока типа ТПЛ-10УЗ: $I_{\text{НОМ}} = 50 \text{ А}$.

Выбор разъединителей на отходящих линиях на напряжении 10 кВ.

$$U_{\text{НОМ.Р}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НОМ.С}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ.Р}} = 400 \text{ А} > I_{p.\text{макс}} = 53,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПР.СКВ}} = 41 \text{ кА} \geq i_y^{(3)} = 14,4 \text{ кА},$$

Выбираем разъединитель типа РВЗ-10/400-1УЗ.

8 Расчет релейной защиты трансформаторов ГПП

Номинальная мощность трансформатора ГПП $S_{\text{ном.тр}} = 6,3$ МВА, коэффициент трансформации $N = (35 \pm 9 \%)$ кВ/11 кВ, $U_{\text{к.мин}} \% = 7 \%$, $U_{\text{к.ср}} = 7,5\%$, $U_{\text{к.макс}} = 8,6 \%$.

Рассчитываем токи трехфазного к.з. при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек К1 и К2 (рисунок 8.1).

Для точки К2 по формулам (2.7)-(2-12) [17]:

$$x_{\text{тр.ср}} = U_{\text{к.ср}} U_{\text{ср.вн}}^2 / (100S_{\text{ном.тр}}) = 0,075 \frac{35^2}{6,3} = 14,6 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{тр.мин}} = U_{\text{к.мин}} U_{\text{мин.вн}}^2 / (100S_{\text{ном.тр}}) = 0,075 \frac{31,8^2}{6,3} = 11,2 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{тр.макс}} = U_{\text{к.макс}} U_{\text{макс.вн}}^2 / (100S_{\text{ном.тр}}) = 0,086 \frac{38,15^2}{6,3} = 19,9 \text{ Ом}$$

Максимально возможное значение тока к.з. по формуле (2-9) [17]:

$$I_{\text{к.макс.вн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с.макс}} + X_{\text{тр.мин}})} = \frac{35000}{\sqrt{3}(6+11,2)} = 1174,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{к.макс.нн}}^{(3)} = I_{\text{к.макс.вн}}^{(3)} \frac{U_{\text{мин.вн}}}{U_{\text{нн}}} = 1174,8 \frac{31,8}{11} = 3396,2 \text{ А}$$

где $X_{\text{с.макс}}$ – сопротивление питающей системы в максимальном режиме, Ом.

Минимальные токи к.з.:

$$I_{\text{к.мин.вн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{макс.вн}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с.мин}} + X_{\text{тр.макс}})} = \frac{38150}{\sqrt{3}(16,8+19,9)} = 600 \text{ А}$$

$$I_{\text{к.мин.нн}}^{(3)} = I_{\text{к.мин.вн}}^{(3)} \frac{U_{\text{макс.вн}}}{U_{\text{нн}}} = 600 \cdot \frac{38,15}{11} = 2080 \text{ А}$$

где $X_{\text{с.мин}}$ – сопротивление питающей системы в минимальном режиме, Ом.

Расчетный ток самозапуска нагрузки вычислим, считая, что 70% мощ-

ности трансформатора состоит из обобщенной нагрузки, а 30 % - бытовой.
Спротивление обобщенной нагрузки:

$$X_{нагр} = X_{*нагр} [U_{ср.вн} (1 - \Delta U_{*рпн})]^2 / S_{ном.тр} =$$

$$= 0,35 \cdot 31,8^2 / (0,7 \cdot 6,3) = 80,3 \text{ Ом}$$

где $X_{*нагр} = 0,35$;

$\Delta U_{*рпн}$ - половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора.

Спротивление бытовой нагрузки при

$$I_{нагр} = 0,3 I_{ном.тр} = 0,3 \cdot 364 = 109 \text{ А}$$

$$X_{нагр} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot I_{нагр}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 109} = 42,8 \text{ Ом}$$

Спротивление $X_{нагр}$, приведенное к стороне ВН по формуле (2-14) [17]:

$$X'_{нагр2} = X_{нагр} \left(\frac{U_{мин.вн}}{U_{нн}} \right)^2 = 42,8 \left(\frac{31,8}{11} \right)^2 = 357,7 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление нагрузки:

$$X'_{нагр\Sigma} = \frac{X'_{нагр1} X'_{нагр2}}{X'_{нагр1} + X'_{нагр2}} = \frac{80,3 \cdot 357,7}{80,3 + 357,7} = 65,6 \text{ Ом}$$

Согласно формуле (2-13) [17] ток самозапуска нагрузки:

$$I_{сзпмакс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(X_{с.макс} + X_{тр.мин} + X'_{нагр.\Sigma})} = \frac{35000}{\sqrt{3}(6 + 11,2 + 65,6)} = 244 \text{ А}$$

По отношению к $I_{ном.тр} = 104 \text{ А}$ на стороне 35 кВ коэффициент самозапуска:

$$R_{сзп} = \frac{I_{сзпмакс.вн}}{I_{ном.тр}} = \frac{244}{104} = 2,35$$

Ток запуска на стороне НН:

$$I_{сзпмакс.нн} = I_{сзпмакс.вн} \frac{U_{мин.вн}}{U_{нн}} = 244 \frac{31,8}{11} = 705,4 \text{ А}$$

Выбираем ток срабатывания селективной максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой характеристикой, установленной на секционном выключателе (СВ) 10 кВ. Максимальный рабочий ток СВ может быть равен максимальному рабочему току одного из трансформаторов, который не должен быть более 0,7 его номинального тока при введенном АВР. Тогда, по условию (1-1) [17]:

$$I_{с.з2} \geq \frac{R_{н} R_{сзн}}{R_{в}} I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 0,7 \cdot 705,4}{0,8} = 680 \text{ А}$$

где $R_{н}$ – коэффициент надежности, принимаем $R_{н} = 1,1$;
 $R_{в}$ – коэффициент возврата.

По условию (1-4) [17] согласования чувствительности с защитами 1 линий 10 кВ (не работающих параллельно):

$$I_{с.з2} \geq R_{н.с} \left[\left(n I_{с.з.пред} \right)_{макс} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)} \right], \text{ А} \quad (8.1)$$

где $R_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования (по табл. 1-1 [17]);
 $(n I_{с.з.пред})_{макс}$ – наибольшее из произведений числа (n) параллельно работающих элементов и тока срабатывания их защит, А;
 $\sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)}$ – геометрическая сумма максимальных рабочих токов элементов подстанции, за исключением тех, с защитами которых производится согласования, А.

$$I_{с.з2} \geq R_{н.с} \left[\left(n I_{с.з.пред} \right)_{макс} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)} \right] =$$

$$1,4(320 + (225,3 - 54,6)) = 690 \text{ А}$$

Проверяем коэффициент чувствительности $R_4^{(2)}$ защиты 2 в основной зоне по формуле (1-5а) [17]:

$$R_4^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,865 \cdot 2080}{690} = 2,6 > 1,5$$

Выбираем время срабатывания защиты 2 так, чтобы при токе срабатывания $I_{\text{с.з}2} = 690$ А соблюдалась ступень селективности между защитами 1 и 2 (рисунок 8.1). Защита 1 при токе 690 А имеет:

$$R = \frac{I_{\text{сз}2}}{I_{\text{сз}1}} = \frac{690}{320} = 2,2$$

По типовой характеристике реле РТ-80 $t_{\text{с.з.1}} \approx 1,6$ с и:

$$t_{\text{с.з.2}} = t_{\text{с.з.1}} + \Delta t = 1,6 + 0,7 = 2,3 \text{ с}$$

Поскольку $t_{\text{с.з.2}} = 2,3$ с, целесообразно выполнить ускорение действия защиты по цепи ускорения принимаем 0,5 с.

Выбираем ток срабатывания защиты 3 $I_{\text{с.з.3}}$ на стороне 35 кВ трансформатора. Так как трансформатор может быть нагружен до $1,3 I_{\text{ном.тр}}$, $I_{\text{с.з.3}}$ его МТЗ равен:

$$I_{\text{с.з.3}} \geq \frac{R_{\text{н}} R_{\text{сзп}}}{R_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс}} = 1,1 \cdot 1,3 \cdot 244 / 0,8 = 440 \text{ А}$$

По условию (1-3) [17]:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.3}} &\geq R_{\text{н}} (R_{\text{сзп}} I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{раб.макс}}) = \\ &= 1,2 \cdot (0,7 \cdot 244 + 0,7 \cdot 104) = 290 \text{ А} \end{aligned}$$

Здесь учитывается, что трансформаторы загружены на 70%.

По условию согласования с защитой 2 на сВ 10 кВ:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.3}} &\geq R_{\text{н.с}} \left[\left(n I_{\text{с.з.преб}} \right)_{\text{макс}} + \sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}} (N-n) \right] = \\ &= 1,3 \left(690 \frac{11}{38,15} + 0,7 \cdot 396 \frac{11}{38,15} \right) = 370 \text{ А} \end{aligned}$$

где $R_{\text{н.с}} = 1,3$ по табл. 2.4 [17].

Здесь рассматривается удаленное к.з. на одной из линий, отходящей от соседней секции. Принимаем $I_{с.з.з} = 440$ А. Для трансформатора тока типа ТВТ-35-III принимается $n_T = 300/5$ по табл. 5-11 [2].

Установка срабатывания реле:

$$I_{с.р} = I_{с.з.з} R_{сх}^{(3)} / n_T = 440\sqrt{3} / 60 = 12,7 \text{ А}$$

где $R_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы при симметричном режиме.

Проверяем чувствительность защиты З в основной зоне:

При двухфазном к.з. за трансформатором в т. К2 (Рисунок 8.1) расчетный ток в реле в соответствии с табл. 2-1 [17] одинаков:

$$I_{р.мин}^{(2)} = 1,5I_{к.мин}^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 600 / 60 = 15 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$I_{ч.осн}^{(2)} = I_{р.мин}^2 / I_{с.р} = 15 / 12,7 = 1,2 < 1,5$$

Поэтому МТЗ выполняем с пусковым органом напряжения с установкой типового пускового органа напряжения (рисунок 8.2). Ток $I_{с.з.з}$ принимаем не менее $2 I_{ном.тр}$ (Так как на шинах нн ГПП установлены СД 10 кВ):

$$I_{с.з.з} \geq 2 I_{ном.тр} = 2 \cdot 104 = 208 \text{ А}$$

По условию согласования с защитой СВ:

$$I_{с.з.з} = R_{н.с} I_{с.з.св} = 1,3 \cdot 200 = 260 \text{ А}$$

$$\text{где } I_{с.з.св} = I_{с.з.2} \frac{U_{нн}}{U_{макс.вн}} = 690 \frac{11}{38,15} = 200 \text{ А}$$

$R_{н.с} = 1,3$ из табл. 2.4 [17].

Здесь $I_{с.з.св}$ – ток срабатывания защиты на секционном выключателе, приведенное к напряжению 35 кВ.

Выбираем $I_{с.з.з} = 260$ А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = I_{c.з.з} R_{сх}^{(3)} / n_T = 260 \cdot \sqrt{3} / 60 = 7,5 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности по току:

$$R_{ч.} = I_{p.мин}^{(2)} / I_{c.p.} = 15 / 7,5 = 2 > 1,5$$

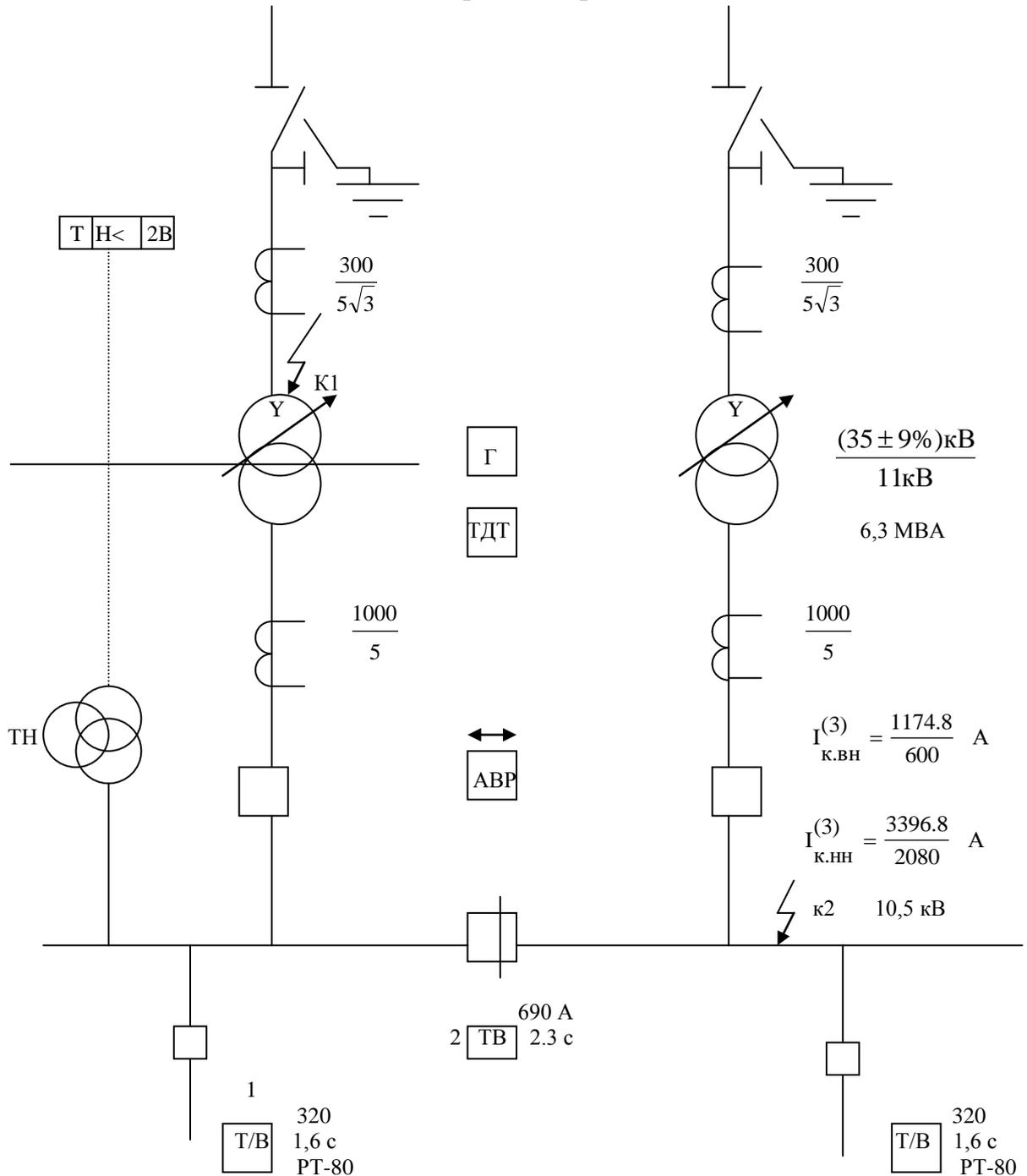


Рисунок 8.1 - Расчетная схема с указанием типов защиты

ТДТ- дифференциальная токовая защита с торможением; ТН<2В-МТЗ с пуском по напряжению с двумя ступенями выдержки времени; Г – газовая защита; ТВ-МТЗ с зависимой характеристикой.

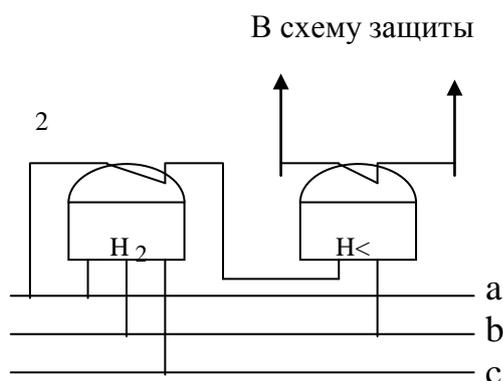
Выбираем напряжение срабатывания комбинированного пускового органа напряжения:

$$U_{с.з} = U_{мин} / (R_n R_v) = 0,8U_{НОМ} / (1,1 \cdot 1,2) = 0,58U_{НОМ} = 0,58 \cdot 10000 = 5800 \text{ В}$$

где $U_{мин}$ – минимальное остаточное напряжение, В;

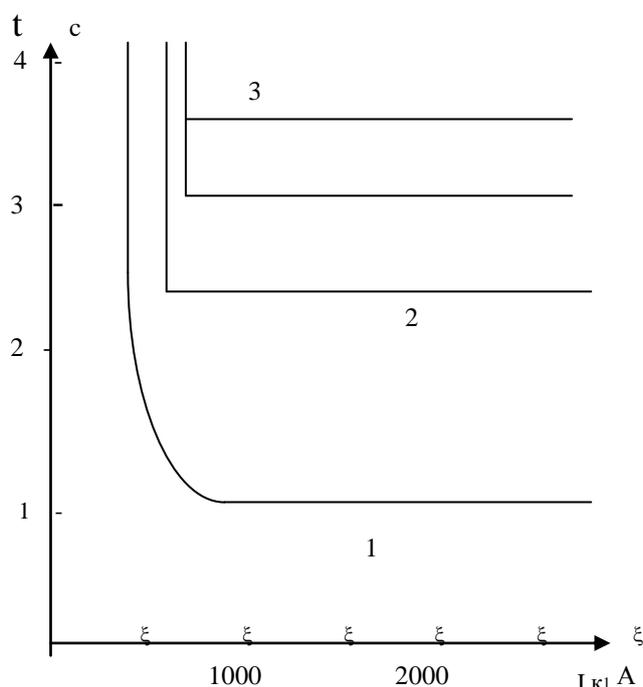
R_n – коэффициент надежности;

R_v – коэффициент возврата.



H_2 – фильтр – реле;
 $H <$ - минимальное реле
 напряжения

Рисунок 8.2 - Комбинированный пусковой орган



1 – характеристика защиты 1;
 2 – характеристика защиты 2;
 3- характеристика защиты 3

Рисунок 8.3 - Карта селективности

Напряжение срабатывания реле РН-54/160:

$$U_{с.р} = U_{с.з} / n_n = 5800 / (10000 / 100) = 58 \text{ В}$$

где n_n - коэффициент трансформации трансформатора напряжения на шинах 10 кВ.

Напряжение срабатывания фильтра-реле (2) (Рисунок 8.2):

$$U_{c.p} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 10 = 6 \text{ В}$$

Проверяем чувствительность З:

а) При двухфазном к.з. на выводах 35 кВ (точка К1 на рис.10.1) расчетный ток в реле для схемы с двумя реле:

$$I_{р.мин}^{(2)} = \sqrt{3}I_{к.мин}^{(3)} / n_H = \sqrt{3} \cdot 600 / 60 = 17 \text{ А}$$

Время срабатывания для первой ступени защиты З, действующей на отключение выключателя 10 кВ, выбираем на ступень больше, чем у защиты 2 на СВ 10 кВ, т.е:

$$t_{c.з.з} = t_{c.з.2} + \Delta t = 2,3 + 0,7 = 3 \text{ с}$$

Для второй ступени можно принять на 0,4 с больше, т.е: $t_{c.з.з} = 3,4 \text{ с}$

9. Определяем допустимость применения принципа дешунтирования ЭВ короткозамыкателя, приняв ЭВ с $I_{cp} = 5 \text{ А}$:

$$R_{ч}^{(2)} = I_{р.мин}^{(2)} / I_{ном} = 15 / 5 = 3 \text{ А} > 2,5 \text{ А}$$

Проверяем трансформатор тока типа ТВТ-35-III:

а) Проверка на 10%-ую погрешность:

Предельная кратность:

$$R_{10} = I_{расч} / I_{ном.тт} = 1,1 \cdot 260 / 300 \approx 1$$

По кривой предельных кратностей ТВТ-35-III при $n_T = 300/5$ по рис. П-6 [17] определяем $Z_{н.доп} = 6 \text{ Ом}$. Для двух последовательно включенных вторичных $Z_{н.доп} = 12 \text{ Ом}$.

Фактическая вторичная нагрузка:

$$\begin{aligned} Z_{н.расч} &= 3r_{пр} + 3(Z_{РТ.м} + Z_{РТ.ч} + Z_{РП} + Z_{РВМ}) + r_{пер} = \\ &= 3 \cdot 0,25 + 3(0,02 + 0,1 + 0,1 + 0,1) + 0,1 = 1,8 \text{ Ом} < Z_{н.доп} = 12 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\text{где } r_{пр} = \frac{1}{\gamma S} = \frac{35}{34,5 \cdot 4} = 0,25 \text{ Ом};$$

$Z_{РТ.м} = 0,5/5^2 = 0,02 \text{ Ом}$ (0,5 ВА – потребляемая мощность) – сопротивление токового реле, Ом;

$Z_{РП} = S / (2I_{с.р.})^2 = 10 / (2,5)^2 = 0,1$ Ом - сопротивление реле типа РП-321,
Ом;

$Z_{РВМ} = \frac{S}{(2I_{с.р.})^2} = \frac{10}{(2,5)^2} = 0,1$ Ом - сопротивление реле типа РВМ-12, Ом;

$Z_{РТ.д} = 0,1$ Ом - сопротивление токового дифференциального реле типа ДЗТ-11, Ом.

б) Проверка надежной работы контактов токовых реле:

$$R_{\text{макс}} = I_{\text{к.макс}} / I_{1.\text{ном.тт}} = 4800 / 300 = 16$$

По величине $0,5 Z_{\text{н.расч}} = 0,5 \cdot 18 = 0,9$ Ом по кривой (рисунок П-5) [17] находим $R_{10.\text{доп}} = 16$.

Обобщенный коэффициент:

$$A = R_{\text{макс}} / R_{10.\text{доп}} = 16 / 16 = 1$$

По (рисунок 1-14) [17] $f = 10\%$ при $A = 1$.

Напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока:

$$\begin{aligned} U_{2\text{макс}} &= \sqrt{2} R_{\text{макс}} I_{2.\text{ном.}} Z_{\text{н.расч}} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 5 \cdot 0,8 = \\ &= 91 \text{ В} < \sqrt{2} U_{2.\text{доп}} = \sqrt{2} \cdot 1000 = 1400 \text{ В} \end{aligned}$$

где $R_{\text{макс}}$ – максимальная кратность тока.

Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением.

Средние значения токов трансформатора ГПП:

$$I_{\text{ном.тр1}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{н1}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.тр2}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{н2}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А}$$

Устанавливаем тормозную обмотку реле ДЗТ-11 в плечо стороны НН (Рисунок 8.4).

Первичный ток небаланса:

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} \text{ А} \quad (8.2)$$

где $I'_{\text{нб}}$ - составляющая, обусловленная погрешностью трансформатора тока, А;

$I''_{\text{нб}}$ - составляющая, обусловленная регулированием напряжения трансформатора ГПП, А;

$I'''_{\text{нб}}$ - составляющая, обусловленная неточностью установки чисел витков, А.

$$I'_{\text{нб}} = R_{\text{а.пер}} R_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к.макс.ВН}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1174,8 = 117,5 \text{ А}$$

где ε - относительное значение тока намагничивания;

$R_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности;

$R_{\text{а.пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим.

$$I''_{\text{нб}} = \Delta U_{*\alpha} I_{\alpha\text{к.макс}} + \Delta U_{*\beta} I_{\beta\text{к.макс}} = 0,9 \cdot 1174,8 = 105,7 \text{ А}$$

где $I_{\alpha\text{к.макс}}, I_{\beta\text{к.макс}}$ - периодические составляющие токов (при $t = 0$), А;

$\Delta U_{*\alpha}, \Delta U_{*\beta}$ - относительные погрешности.

Ток небаланса без учета составляющей $I'''_{\text{нб}}$:

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = 117,5 + 105,7 = 223,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} \geq R_{\text{н}} I_{\text{ном.тр}}, \text{ А} \quad (8.3)$$

где $R_{\text{н}}$ - коэффициент отстройки защиты от бросков намагничивания.

Рассчитываем $R_{\text{н}}$. При $U_{\text{к.ср}} = 7,5\%$ сопротивление $X_{\text{В}}^{(1)}$:

$$X_{\text{В}}^{(1)} \% = (12,7 + U_{\text{к.ср}}) / 1,35 = (12,7 + 7,5) / 1,35 = 15 \%$$

При $S_{\text{ном.тр}} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$:

$$X_{\text{В}}^{(1)} = \frac{X_{\text{В}}^{(1)\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{15}{100} \cdot \frac{37^2}{6,3} = 32,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление $X_{\text{к}}$:

$$X_{\text{к}} = X_{1\text{лс}} + (1,1 \div 1,15)X_{\text{В}}^{(1)} = 6 + 1,15 \cdot 32,6 = 43,5 \text{ Ом}$$

где $X_{1\text{лс}}$ - сопротивление прямой последовательности системы, Ом.

$$X_{\text{к}*} = X_{\text{к}} / X_{\text{б}} = 43,5 / 217,3 = 0,2$$

где

$$X_{\text{б}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.р}}} = \frac{37^2}{6,3} = 217,3 \text{ Ом}$$

Для дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-10:

$$R_{\text{н}} = 2,1 - 3,7X_{\text{к}*} = 2,1 - 3,7 \cdot 0,2 = 1,36$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} \geq R_{\text{н}} I_{\text{ном.тр}} = 1,36 \cdot 98,3 = 133,7 \text{ А}$$

Определяем число витков обмоток ДЗТ для выравнивания м.д.с. Расчеты сведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Расчет числа витков обмоток ДЗТ

№	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	2	3
1	$I_{\text{с.р.неост}} = \frac{I_{\text{с.з.неосн}} R_{\text{сх.неосн}}^{(3)}}{n_{\text{т.неосн}}}$	$\frac{133,7 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 7,7 \text{ А}$
2	$\omega_{\text{неосн.расч}} = F_{\text{с.р.}} / I_{\text{с.р.неосн}}$	$\frac{100}{7,7} = 12,9 \text{ вит}$
3	$\omega_{\text{неосн}}$ (ближайшее меньшее число)	12 вит.
4	$I_{\text{с.з. осн}}$ (сторона нн)	$133,7 \frac{31,8}{11} = 386,5 \text{ А}$

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3
5	Вторичные токи в плечах защиты	$\frac{98,3\sqrt{3}}{150/5} = 5,68 \text{ А}$ $\frac{346,4}{1000/5} = 1,73 \text{ А}$
6	$\omega_{\text{осн,расч}} = \omega_{\text{неосн}} \frac{I_{2.\text{неосн}}}{I_{2.\text{осн}}}$	$12 \frac{5,68}{1,73} = 39,4 \text{ вит}$
7	$\omega_{\text{осн}}$ (ближайшее целое число)	39 вит
8	$I_{\text{НБ}}'''$ по условию (2-41) [17]	$\frac{39 - 39,4}{39} 1174,8 = 12,05 \text{ А}$
9	$I_{\text{НБ}}$ с учетом $I_{\text{НБ}}'''$	$223,2 - 12,05 = 211,15 \text{ А}$
10	Проверка: $\omega_{\text{неосн,расч}} I_{2.\text{неосн}} = \omega_{\text{осн}} I_{2.\text{осн}}$	$12 \cdot 5,68 \approx 39 \cdot 1,73$

Число витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11:

$$\omega_t \geq R_n I_{\text{НБ}} \omega_p / (I_{\text{к.макс.вн}} \text{tg} \alpha) =$$

$$= 1,5 \cdot 211,15 \left(\frac{31,8}{11} \right) 39,4 / (3396,2 \cdot 0,75) = 16,8 \text{ вит}$$

где R_n – коэффициент надежности;
 $\text{tg} \alpha$ - тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной к характеристике срабатывания реле.

Принимаем ближайшее большее число $\omega_t = 18$ вит.

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. за трансформатором в зоне действия защиты, когда ток повреждения проходит только через трансформаторы тока стороны 35 кВ и торможение отсутствует.

Расчетный ток в реле:

$$I_{\text{р.ми}} = 1,5 I_{\text{к.мин.вн}}^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 600 / 30 = 30 \text{ А}$$

При прохождении тока к.з. на стороне ВН:

$$I_{\text{с.р.}} = 7,7 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$R_{\text{ч}} = I_{\text{р.мин}} / I_{\text{с.р.}} = 30 / 7,7 = 3,4 > 2$$

Ток срабатывания реле РТБ блокировки отключения отделителя ОД:

$$I_{с.з} = I_{к.мин}^{(3)} / R_{\chi} = 1100 / 2,5 = 440 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з} / n_T \approx 440 / 60 = 7,3 \text{ А}$$

где n_T - коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТШЛ-0,5 для питания РТБ.

На рисунке 8.4 представлена схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 в дифференциальной токовой защите трансформатора ГПП.

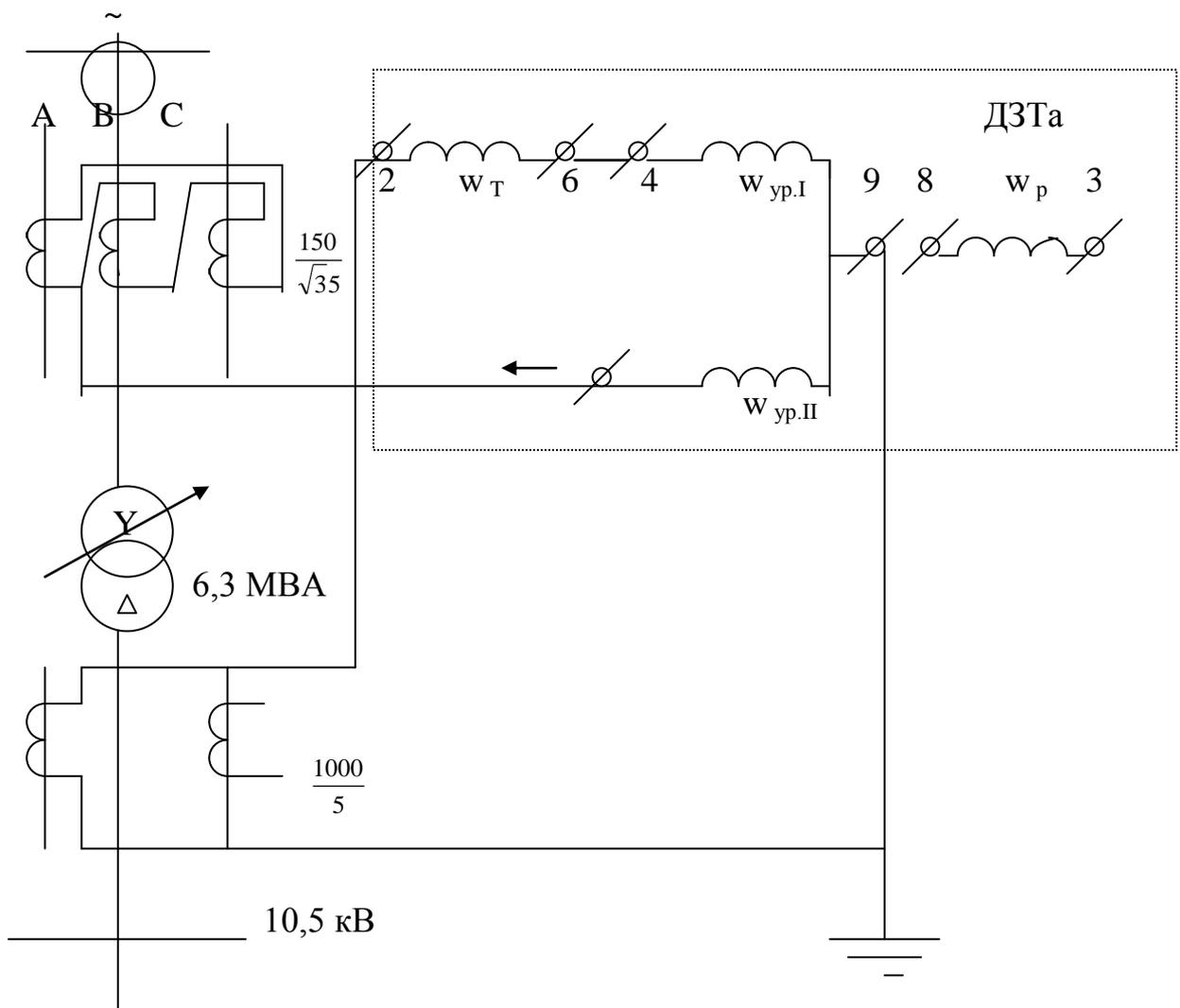


Рисунок 8.4 - Схема включения реле ДЗТ-11 в дифференциальной защите трансформатора ГПП

Газовая защита.

Газовая защита в соответствии с ГОСТ 10472-71 предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака. На рисунке 8.5 приведена принципиальная схема отключающих цепей газовой защиты на переменном активном токе. Источником оперативного тока служит ТСН, включенный со стороны НН трансформатора 10 кВ. В схеме предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента РГО на сигнал с помощью перестановки отключающего устройства ОУ в положение 1.

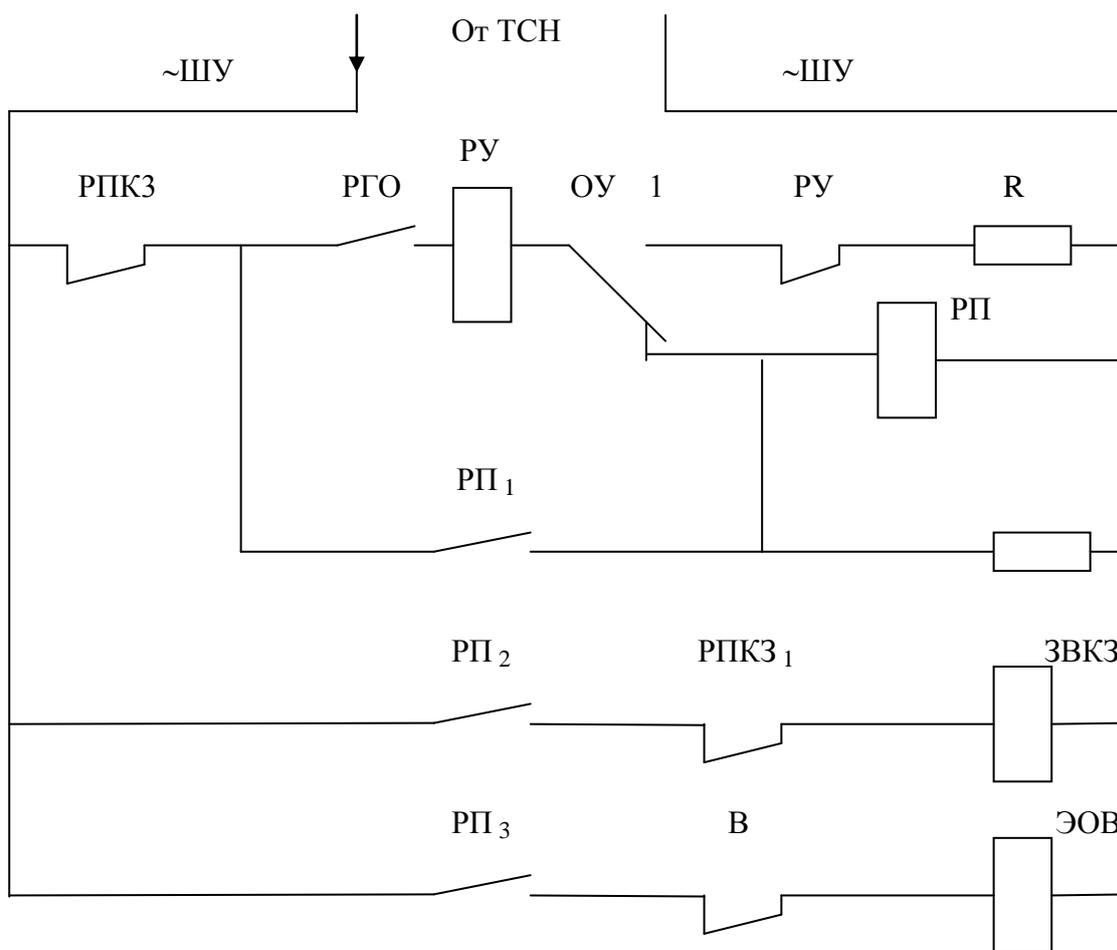


Рисунок 8.5 - Принципиальная схема отключающих цепей газовой защиты на переменном оперативном токе

Имеется цепь самоудерживания промежуточного реле РП через его замыкающий контакт РП₁ и размыкающий контакт РПКЗ, который размыкается после включения короткозамыкателя, когда самоудерживания уже не требуется.

Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты выбираем из условия возврата реле при $I_{н.тр}$ и

$K_H = 1,05, K_B = 0,8:$

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} I_{н.тр} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 98,3 = 130 \text{ А}$$

Выдержка времени защиты выбираем на ступень выше МТЗ:

$$t_{пер} = t_{МТЗ} + \Delta t = 3,4 + 0,5 = 3,9 \text{ с}$$

9 Экономическая часть

9.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта строительства подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии заводу запасных частей сельхозмашин данного района со стороны 110 и 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 10 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается АО чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания АО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

9.2 Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит АО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Энергетический эффект от развития сети 110 кВ будет характеризоваться дополнительной подачей электроэнергии автомобильному заводу, при выходе завода на полную мощность.

Расчетный период принят 20 лет включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования подстанции и прилегающих сетей.

9.3 Тарифы на электроэнергию

Так как АО занимается энергообеспечением, а так же осуществляющих подготовку кадров для управления и обслуживания систем энергообеспечения. Поэтому оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи выработанной электроэнергии на объект.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы $T=17,74$ тенге за 1 кВт ч.

9.4 План производства

В соответствии с нормами освоения введенных энерго мощностей, была определена программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции, приведенная в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции

Показатели	Годы строительства и эксплуатации	
	1	2
Коэффициент нагрузки, %	0,82	0,87
Поступление энергии в сеть, кВт час	58645143,6	61059344,4

9.5 Организационный и юридический план

Организационная структура управления АО будет такой же, как и в других сетях компаниях.

На п/ст и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

АО занимается разработкой и продажей электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Кредит для строительства п/ст. берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 10 % годовых, срок кредитования 10 лет.

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 70% акционерного капитала и 30% заемного с выплатой последнего равными долями в течение пяти лет начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

Экологическая ситуация в Алматинском районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

9.6 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следую-

щих составляющих

- РУ 110 и 10 кВ;
- трансформаторы ТДН-63000-110/10;
- постоянная часть затрат.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Капиталовложения в объект

РУ или оборудова- ние	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая сто- имость, млн.тенге.
РУ 110 кВ	2	29,85	59,7
РУ 10 кВ	17	2,524	42,908
Трансформаторы	2	46,035	92,07
Постоянные затраты	-	58,3	58,3
Итого:			252,978

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p = 252,978 \text{ млн.тенге},$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительномонтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ и А, строительные конструкции и строительномонтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутрипло-

шадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

9.7 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_p + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.}$$

где $K_{уд.i}$ - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L = 4,3$ км - длина линии;

$\alpha_{нв} = 1,06$ - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_p = 1,27$ - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{р.пр} = 3,8$ - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{дтр.} = 1$ - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б.} = 1$ - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{р.б.} = 1$ - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы;

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в таблицу 9.3.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят

$$K_{ЭС} = K_{П/СТ} + K_{ЛЭП} = 252,978 + 43,843 = 296,853 \text{ млн. тенге}$$

Таблица 9.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	4,5	9,750	43,843
Итого:			43,843

9.8 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот},$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге/год;

$I_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям.

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем},$$

где $I_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС},$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС},$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 9.4.

Таблица 9.4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам}$, млн. тенге/год	$I_{обсл}$, млн. тенге/год	$I_{экспл}$, млн. тенге/год
п/ст 110/10 кВ	252,978	4	3	8	6	14
ЛЭП 110 кВ	43,843	4	3	1,333	1	2,333
Итого:				9,333	7	16,333

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

Переменные потери определяются переменными потерями в трансформаторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах находятся по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменАТ}} = n \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{нн0}}} \right)^2 = 2 \cdot 60 \cdot 3405,29 \cdot 0,81^2 = 258,105 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания.

Постоянные потери определяются постоянными потерями в трансформаторах на подстанции и потерями на корону в ЛЭП 110-500кВ.

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{вкл}} = 2 \cdot 8 \cdot 4000 = 64 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где n – количество трансформаторов,

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери на холостой ход в трансформаторе.

9.9 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

$T = 17,74$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию

АО заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{\text{гор.сети (РЭК)}} = 1,9 \div 3,8$ тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$T_{\text{электро}} = 5,9$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 1,08 \div 1,8$ тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

АО может получить прибыль по двум составляющим:

- 1) услуга за передачу электроэнергии
- 2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию)

Услуга за передачу электроэнергии.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{\text{ам}} = \sum K_{n/ст, ЛЭП} \times N\% = 296,853 \times 0,04 = 11,874 \text{ млн. тенге}$$

где $N\% = 2 \div 4\%$ - норма амортизации

Другие затраты составят:

$$Z_{\text{другие}} = Z_{z/п} + Z_{\text{обсл.}} + Z_{\text{ам}} + Z_{c/э} + Z_{\text{админ.}} + Z_{\text{прочие}} = 100 \%$$

где $Z_{z/п}$ – затраты на заработную плату персонала

$Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП

$Z_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию

$Z_{c/э}$ – затраты на строительство, эксплуатацию

$Z_{\text{админ.}}$ – административные затраты

$Z_{\text{прочие}}$ – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\sum Z_{\text{передача}} = (9,333 \times 1) / 0,45 = 20,74 \text{ млн. тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{20,74}{38,643} = 0,54 \text{ тенге}$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}} = 16065,9 \times 2405,29 = 38,643$ млн. кВт*ч – годовое энергопотребление предприятия

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу АО составит

$$V_{\text{АО «АДЛЕТ и Ко»}} = T \times \mathcal{E}_{\text{год}} = 17,74 \times 38,643 = 685,527 \text{ млн. тенге}$$

Из прогнозируемой выручки АО произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору АО составят:

$$0,14 \times 38,643 = 5,410 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$3,8 \times 38,643 = 146,843 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$3,1 \times 38,643 = 119,793 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$8 \times 38,643 = 309,184 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$Pr = 685,527 - 5,410 - 146,843 - 119,793 - 309,184 = 104,297 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 30% составит:

$$ЧPr = Pr(1 - 0,3) = 104,297 \times 0,7 = 73,001 \text{ млн. тенге}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и это составит 40% от чистой прибыли.

$$Pr = 73,001 \times 0,6 = 43,805 \text{ млн. тенге}$$

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для АО составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Pr} = \frac{296,853}{43,805 + 9,333} = 5,5 \text{ года.}$$

9.10 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Определение NPV (чистой текущей стоимости).

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой де-

нежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n - годы реализации проекта;

I_0 - полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (InternalRateofReturn, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 10\%$ банковского процента.

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений:

$$IRR = r_1 + (NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})) * (r_2 - r_1).$$

$$IRR = r_1 + f(r_1) / (f(r_1) - f(r_2)) \times (r_2 - r_1).$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем менее страшны ошибки денежных поступлений.

IRR = 16 %.

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0$$

Полный расчет приведен в таблице 9. 5.

Таблица 9.5 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы про-екта	I ₀ , тенге	CF _t , тенге	1/(1+k) ^t	PV, тенге	NPV, тенге
0	-296 853 000				
1		53 238 000	0,909	48 393 342	-248 459 658
2		53 238 000	0,826	43 974 588	-204 485 070
3		53 238 000	0,751	39 981 738	-164 503 332
4		53 238 000	0,683	36 361 554	-128 141 778
5		53 238 000	0,621	33 060 798	-95 080 980
6		53 238 000	0,564	30 026 232	-65 054 748
7		53 238 000	0,512	27 257 856	-37 796 892
8		53 238 000	0,467	24 862 146	-12 934 746
9		53 238 000	0,4	21 295 200	8 360 454
10		53 238 000	0,386	20 549 868	28 910 322
11		53 238 000	0,35	18 633 300	47 543 622
12		53 238 000	0,318	16 929 684	64 473 306
13		53 238 000	0,2898	15 428 372	79 901 678
14		53 238 000	0,263	14 001 594	93 903 272
15		53 238 000	0,239	12 723 882	106 627 154
16		53 238 000	0,218	11 605 884	118 233 038
17		53 238 000	0,198	10 541 124	128 774 162
18		53 238 000	0,179	9 529 602	138 303 764
19		53 238 000	0,163	8 677 794	146 981 558
20		53 238 000	0,149	7 932 462	154 914 020

Если: PI > 1, то проект следует принять, PI < 1, то проект следует отклонить, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{451.767}{296.853} = 1,5$$

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 5,5 года. Организация брала кредит процентной ставкой 10%. В результате с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 9 лет, так как чистая приведенная стоимость будет положительной на 9 год реализации проекта.

Расчет финансово-экономических показателей приведен на рисунке 9.1.

Годы проекта	I ₀ , тенге	CF _t , тенге	1/(1+k) ^t	PV, тенге	NPV, тенге	IRR	1/(1+k) ^t	PV, тенге	NPV, т
0	-296 853 000					16,00%			
1		53 238 000	0,909	48 393 342	-248 459 658		0,869	46 263 822	-296 85
2		53 238 000	0,826	43 974 588	-204 485 070		0,756	40 247 928	-256 60
3		53 238 000	0,751	39 981 738	-164 503 332		0,657	34 977 366	-221 62
4		53 238 000	0,683	36 361 554	-128 141 778		0,571	30 398 898	-191 22
5		53 238 000	0,621	33 060 798	-95 080 980		0,497	26 459 286	-164 76
6		53 238 000	0,564	30 026 232	-65 054 748		0,432	22 998 816	-141 77
7		53 238 000	0,512	27 257 856	-37 796 892		0,375	19 964 250	-121 80
8		53 238 000	0,467	24 862 146	-12 934 746		0,326	17 355 588	-104 45
9		53 238 000	0,4	21 295 200	8 360 454		0,284	15 119 592	-89 33
10		53 238 000	0,386	20 549 868	28 910 322		0,247	13 149 786	-76 18
11		53 238 000	0,35	18 633 300	47 543 622		0,214	11 392 932	-64 78
12		53 238 000	0,318	16 929 684	64 473 306		0,186	9 902 268	-54 88
13		53 238 000	0,2898	15 428 372	79 901 678		0,162	8 624 556	-46 26
14		53 238 000	0,263	14 001 594	93 903 272		0,141	7 506 558	-38 75
15		53 238 000	0,239	12 723 882	106 627 154		0,122	6 495 036	-32 26
16		53 238 000	0,218	11 605 884	118 233 038		0,106	5 643 228	-26 61
17		53 238 000	0,198	10 541 124	128 774 162		0,092	4 897 896	-21 71

Рисунок 9.1 – Расчет финансово-экономических показателей

10 Безопасность жизнедеятельности

10.1 Анализ условий труда

Подстанция является источником воздействия на окружающую среду, основными из которых являются: электромагнитное воздействие, радиопомехи, автотрансформаторы – источники шума и возможного загрязнения подземных вод маслом.

На период строительства источниками загрязнения окружающей среды являются строительные механизмы, которые при своем движении нарушают почвенно-растительный покров.

В местах складирования горюче-смазочных средств возможно загрязнение растительно-почвенного слоя.

Возможно загрязнение района строительства отходами производства (остатками кабеля, битых ж.б. плит, кирпичей и т.п.).

Проектируемая подстанция не создает выбросов веществ, в том числе и вредных выбросов в атмосферу, в связи с этим отпадает необходимость в проведении анализа изменений воздушной среды и организации мониторинга за ее состоянием.

На открытых распределительных устройствах подстанции вместо масляных предусматривается установка элегазовых и вакуумных выключателей.

Электромагнитное воздействие

Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле.

Электромагнитное поле принято рассматривать как состоящее из двух полей: электрического и магнитного. Электрическое поле возникает в электроустановках при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное - при прохождении тока по этим частям.

При промышленной частоте допустимо считать, что электрическое и магнитное поля не связаны между собой, и поэтому их можно рассматривать отдельно.

Предельно допустимые значения напряженности магнитного поля промышленной частоты могут возникать на поверхности проводов, которых касается работающий в установках 110 кВ только при работах под напряжением. Поэтому отрицательное действие на организм электромагнитного поля обусловлено электрическим полем.

В соответствии с Санитарными правилами и нормами СНиП РК 3.01.036-97 «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» санитарно-гигиенические требования к санитарно-защитной зоне ВЛ 110 кВ не предъявляются (хотя уровни поля на территории жилой застройки нормируются), а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности и Правилами устройства электро-

установок.

Защита населения от воздействия электрического поля ВЛ 110 кВ не требуется, так как напряженности электрического поля в районе жилой застройки не превышают предельно допустимые уровни, регламентируемые «Методическими указаниями по осуществлению государственного санитарно-эпидемиологического надзора за соблюдением «СНиП РК».

Грозазащита

Проблема защиты электрических установок от атмосферных перенапряжений весьма сложна и носит комплексный характер. Составными частями в нее входят вопросы защиты элементов электрической установки от поражения их прямыми ударами молнии и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрической установки от прямых ударов молнии.

Фактическую основу защиты элементов электрических установок от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо заземленных проводников, располагаемых выше, чем защищаемые элементы электрической установки.

Заземление

Корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус не имеет контакта с землей, прикосновение к нему также опасно, как и прикосновение к фазе. Если же корпус заземлен, то он окажется под меньшим напряжением, неопасным для человека. Допустимые параметры напряжения прикосновения и тока, проходящего через тело человека – 36 В и 6А соответственно. Данная подстанция заземлена по контуру, заземлители расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Поля растекания заземлителей накладываются, и любая точка поверхности грунта внутри контура имеет значительный потенциал. Вследствие этого разность потенциалов между точками снижена и коэффициент прикосновения α_1 намного меньше единицы.

10.2 Расчет заземления ГПП

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в электроустановках не должно превышать 0,5 Ом. Дополнительно к ограничению сопротивления заземляющего устройства предусматриваем выполнение следующих мероприятий:

- быстрое действующее отключение при замыканиях на землю;
- выравнивание потенциалов в пределах территории, на которой находится ГПП (на глубине 0,5 м закладываем сетку из выравнивающих проводников).

Решение 1. Для стороны 35 кВ требуется сопротивление заземления 0,5

Ом. Для стороны 10 кВ по формуле (8-12) [17]:

$$r_{\text{зМ}} \leq \frac{U_{\text{расч}}}{I_{\text{расч}}}, \text{ Ом} \quad (10.1)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток через заземляющее устройство, А;
 $U_{\text{расч}}$ – расчетное напряжение на заземляющем устройстве по отношению к земле, В.

Расчетный ток $I_{\text{расч}}$ – это полный ток замыкания на землю при полностью включенных присоединениях электрически связанной сети. По формуле (8-12а) [7] ток $I_{\text{расч}}$ равен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{U(35l_{\text{к}} + l_{\text{в}})}{350} = \frac{10(35 \cdot 24 + 12)}{350} = 24,3 \text{ А}$$

где $l_{\text{к}}, l_{\text{в}}$ – общая длина электрически связанных между собой кабельных и воздушных линий, км.

Расчетное напряжение принимается равным 125 В, так как заземляющее устройство используется и для установок подстанции напряжением до 1000 В. Принимаем $r_{\text{зМ}} = 0,5$ Ом, так как по формуле (10.1):

$$r_{\text{зМ}} \leq \frac{U_{\text{расч}}}{I_{\text{расч}}} = \frac{125}{24,3} = 5,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитываем с учетом использования системы тросы – опоры:

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{r_{\text{зМ}}} - \frac{1}{R_{\text{е}}}, \text{ Ом}^{-1} \quad (10.2)$$

где $R_{\text{е}}$ – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

По формуле (10.2):

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{r_{\text{зМ}}} - \frac{1}{R_{\text{е}}} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,2} = 2 - 0,833 = 1,167$$

$$R_{и} = \frac{1}{1,167} = 0,857, \text{ Ом}$$

Здесь R_e принят равным 1,2 Ом.

Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя (суглинок) по таблицы 8-1 [7] составляет 100 Ом·м. Повышающие коэффициенты R для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м равны 4,5 и соответственно 1,8 для вертикальных стержневых электродов длиной 2-3 м при глубине заложения их вершины 0,5-0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления:

$$\rho_{расчг} = R\rho = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{расчв} = R\rho = 1,8 \cdot 100 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

где $\rho_{расчг}, \rho_{расчв}$ - расчетные удельные сопротивления соответственно горизонтальных и вертикальных электродов, Ом·м.

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода-уголка №50 длиной 2,5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из таблице 8-3 [7]:

$$R_{в.о} = \frac{\rho_{расч}}{2\Pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right), \text{ Ом} \quad (10.3)$$

где $d = d_{у.эк} = 0,95b = 0,95 \cdot 0,95 = 0,0475$ м – эквивалентный диаметр уголка, м;

$$t = 0,7 + 2,5/2 = 1,95 \text{ м.}$$

По формуле (10.3):

$$\begin{aligned} R_{в.о} &= \frac{\rho_{расч}}{2\Pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right) = \frac{\rho_{расч.в}}{2\Pi \cdot 2,5} \cdot 2,3 \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 1}{4 \cdot 1,95 - 1} \right) = \\ &= \frac{0,366}{2,5} \rho_{расч.в} (2,023 + \frac{1}{2} \cdot 0,290) = 0,318 \rho_{расч.в} = 0,318 \cdot 180 = 57,2 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в.з.м} = 0,6$:

$$n = \frac{R_{\text{в.о}}}{K_{\text{и.в.з.м}} R_{\text{в}}} = \frac{57,2}{0,6 \cdot 0,857} = 111$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов (полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2$), приваренных к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре $K_{\text{и.г.з.м}}$ при числе уголков примерно 100 и отношении $a/l=2$ по табл. 8-7 [7] равен 0,24.

Сопротивление растеканию полосы по периметру контура ($l = 152 \text{ м}$) по формуле из табл. 8-3 [7] равно:

$$\begin{aligned} R_{\text{э}} &= \frac{1}{K_{\text{и.г.з.м}}} \cdot \frac{\rho_{\text{расч.э}}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} = \\ &= \frac{1}{0,24} \cdot \frac{450}{2\pi \cdot 152} 2,3 \lg \frac{2 \cdot 152^2}{0,04 \cdot 0,7} = 74,2 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{г}} R_{\text{и}}}{R_{\text{г}} - R_{\text{и}}} = \frac{74,2 \cdot 0,857}{74,2 - 0,857} = 0,867 \text{ Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяем при $K_{\text{и.в.з.м}} = 0,52$, принятом из табл. 8-5 [7]:

$$n = \frac{R_{\text{в.о}}}{K_{\text{и.в.з.м}} R_{\text{в}}} = \frac{57,2}{0,52 \cdot 0,867} = 127 \text{ шт}$$

Проверяем термическую стойкость полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2$. Минимальное сечение полосы из условий термической стойкости при к.з. на землю по формуле (8-11) [7] при приведенном времени протекания тока к.з. $t_n = 1,1 \text{ с}$:

$$S = \frac{I_{\text{з.м}} \sqrt{t_n}}{C} = \frac{1090 \sqrt{1,1}}{74} = 15,4 \text{ мм}^2 < S_{\text{н}} = 160 \text{ мм}^2$$

где $I_{\text{з.м}}$ – установившийся ток к.з. А;

C – постоянная: для стали $C = 74$.

Полоса $40 \times 4 \text{ мм}^2$ условию термической стойкости удовлетворяет.

10.3 Расчет молниезащиты ГПП

По требованиям молниезащиты ГПП относится к I категории. Защита выполняется:

- а) От прямых ударов молнии;
- б) От статического электричества – заземлением всех металлических корпусов оборудования.

Устанавливаем высоту молниеотвода $h = 20$ м над уровнем земли, высота защитной зоны $h_x = 10$ м:

$$h_a = h - h_x = 20 - 10 = 10 \text{ м}$$

Радиус r_x зоны защиты на высоте h_x по формуле (8-23) [7]:

$$r_x = h_a \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} = 10 \frac{1,6}{1 + \frac{10}{20}} = 10,7 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами: $a = 20,5$ м

Наименьшая ширина зоны защиты $2b_x$ на высоте h_x :

$$2b_x \approx 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a} = 4 \cdot 10,7 \frac{7 \cdot 10 - 20,5}{14 \cdot 10 - 20,5} = 17,7 \text{ м}$$

Таким образом, при высоте молниеотводов равной 20м, данная подстанция будет находиться в защитной зоне.

Так как два молниеотвода, то защитная зона, ограничена сверху другой окружности, проходящей через точку наименьшей высоты защитной зоны h_0 , находящейся в середине между молниеотводами. Наименьшая высота защитной зоны двойного стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot D^2}$$

где $h = 26,2$ м - полная высота молниеотвода;

$D = 50$ и 60 м - расстояние между молниеотводами.

$$h_{01} = 4 \cdot 26,2 - \sqrt{9 \cdot 26,2^2 + 0,25 \cdot 50^2} \approx 22 \text{ м}$$

$$h_{02} = 4 \cdot 26,2 - \sqrt{9 \cdot 26,2^2 + 0,25 \cdot 60^2} \approx 21 \text{ м}$$

Расчётная ширина зоны защиты на высоте h_x находится по формуле

$$B_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x)$$

где h_0 - наименьшая высота защитной зоны.

$$B_{x1} = 3 \cdot (22 - 1,25 \cdot 6) \approx 44 \text{ м}$$

$$B_{x1} = 3 \cdot (21 - 1,25 \cdot 6) \approx 41 \text{ м}$$

По результатам расчёта производим необходимые построения очертаний зоны защиты.

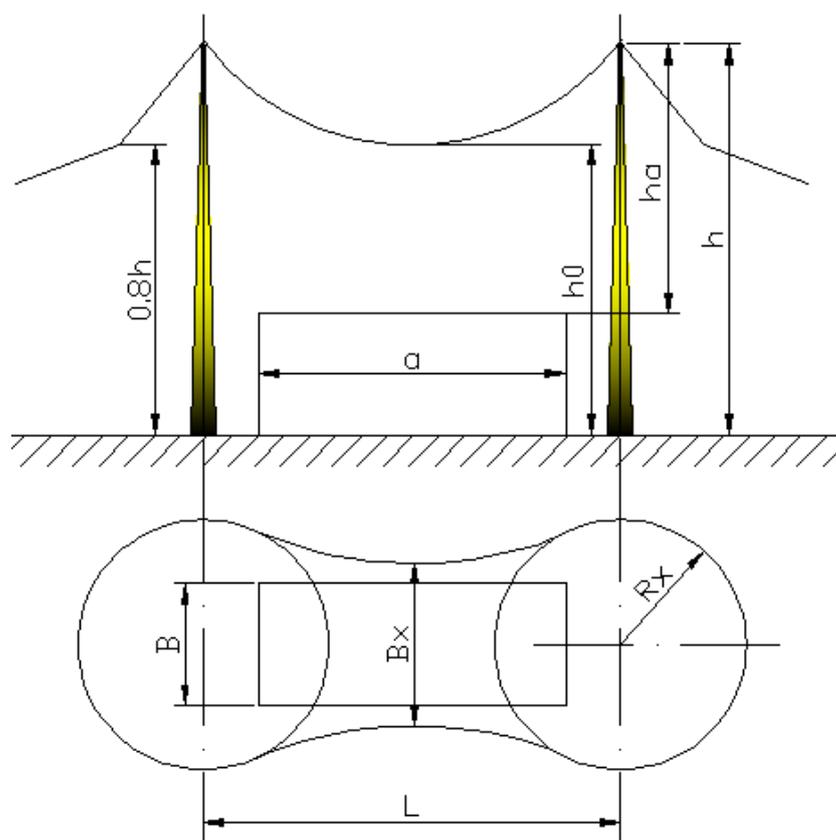


Рисунок 10.1 - Защитная зона двойного молниеотвода

Заключение

В дипломном проекте рассматривалось электроснабжение цементного завода.

Повелся анализ исходных данных, где был рассмотрен вопрос по технологии производства цемента и соответственно определена категория надежности электроснабжения завода.

Выполнены расчеты осветительной и силовой нагрузки по заводу.

Рассматривались технико-экономические варианты электроснабжения. В результате сравнительного анализа выбрали электроснабжение от ЛЭП 110 кВ.

Анализируя величины и размещение электрических нагрузок цехов по территории завода и учитывая категории потребителей по степени бесперебойности питания, выбирается для системы внутреннего электроснабжения радиально–магистральная схема с резервированием.

Проведены расчеты токов короткого замыкания, на основании чего было выбрано силовое электрооборудование и произведена его проверка.

В дипломном проекте были внедрены наиболее современные и надежные технические средства, которые обеспечивают бесперебойное электроснабжение производства, как в нормальном, так и в аварийном режимах.

Для питания трансформаторных подстанций от ГПП был произведен расчет и выбор кабеля.

Рассматривался вопрос по релейной защите ГПП.

Были рассмотрены три защиты и соответственно выбрано оборудование защиты.

В разделе «Экономическая часть» рассматривался вопрос по определению показателей финансово-экономической эффективности инвестиций вложенных для строительство подстанции, питающей проектируемый завод.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет заземления и молниезащиты ГПП.

В целом дипломный проект отражает все вопросы выданные заданием кафедры.

Список литературы

1. Технология производства цемента .http://www.lafarge.ru/wps/portal/ru/2_2_1-Manufacturing_process
2. Живаева О.П. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения». – Алматы: АУЭС. - 2010. – 43с.
3. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 258 с.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Томск: ТПУ, 2006. – 248 с.
5. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 472 с.
6. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
7. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
9. Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355 «Об утверждении Правил устройства электроустановок»
10. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с.
11. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
12. Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.
13. Киреева Э.А., Быстрицкий Г.Ф. Справочник энергетика предприятий, учреждений и организаций. – М.: Колос, 2010. – 804 с.
14. Характеристика состава портландцемента. <http://www.referats.net/pages/referats/rkr/page41517.html>
15. Методические указания по выполнению экономической части дипломного проект для студентов специальности 100400 - "Электроснабжение промышленных предприятий и сельского хозяйства".<http://window.edu.ru/resource/834/18834>
16. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
17. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. 2008.

<http://window.edu.ru/resource/261/75261>

18. Экономическая эффективность новой техники. <http://www.ekoslovar.ru/487.html>.

19. Алексеенко Н.А., Прокопчик Г.А. Экономика предприятия: учебное пособие для студентов экономических и инженерно-экономических специальностей вузов. – Гомель: ГПИ им. П.О. Сухого, 2006.

20. Жакупов А.А., Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»), Алматы 2009.

21. Охрана труда в машиностроении: Учебник для вузов / Под ред. Е.Я. Юдина и С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2006. – 432 с.

22. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.