

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
 Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра Электропривода и электрооборудования

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
Расчет и выбор шахтного электрооборудования			
УДК 621.31.031.001.6:622.333.012.2			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г13	Лубсанова Анастасия Олеговна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернышев Игорь Александрович	К. Т. Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик - Гайказян Мария Вигеновна	К. Э. Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романцов Игорь Иванович	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электропривода и электрооборудования	Дементьев Юрий Николаевич	Д. Т. Н., доцент		

Томск 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электропривода и электрооборудования

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г13	Лубсановой Анастасии Олеговне

Тема работы:

Расчет и выбор шахтного электрооборудования	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 01.04.2016 г. № 2533/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является система электроснабжения ОАО «Шахта Распадская» г. Междуреченск. В качестве исходных данных представлены: - схема электроснабжения энергомеханического цеха; - генеральный план предприятия с расположением электроприёмников; - сведения об электрических нагрузках по объектам (цехам) предприятия; - сведения об электрических нагрузках энергомеханического цеха; - характеристика среды производственных помещений и категории потребителей по степени надежности электроснабжения.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение; Расчет электрооборудования ОАО «Шахта Распадская»; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность; Заключение.</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>Диаграмма Ганта.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>доцент, к.э.н. Мелик – Гайказян Мария Вигеновна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>к. т. н. Романцов Игорь Иванович</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>20.04.2016 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Чернышев Игорь Александрович</p>	<p>к. т. н., доцент</p>		<p>20.04.2016 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-5Г13</p>	<p>Лубсанова Анастасия Олеговна</p>		<p>20.04.2016 г.</p>

Реферат

Выпускная квалификационная работа объемом 101 страницы, содержит 15 рисунков, 39 таблиц, 21 используемых источника.

Ключевые слова: СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, КОМПЛЕКТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,

Объектом исследования является система электроснабжения ОАО «Шахта Распадская» г. Междуреченск.

В результате выполнения работы был произведён выбор схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, высоко- и низковольтное оборудование.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010.

Работа представлена на CD - диске (в конверте на обороте обложки).

Аннотация

Проведен расчет и выбор комплектного электрооборудования, типы и сечение кабелей.

Оглавление

Реферат	11
Введение	22
1. Расчет электрооборудования ОАО «Шахта Распадская»	22
Исходные данные	23
1.1. Расчет электрических нагрузок энергомеханического цеха	23
1.2. Расчет электрических нагрузок предприятия в целом	66
1.3. Определение центра электрических нагрузок	67
1.4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	
1.5. Расчёт и выбор внутриводской распределительной сети 6 кВ	67
1.6. Компенсация реактивной мощности	67
1.7. Выбор схемы внешнего электроснабжения	68
1.7.1. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	68
1.7.2 Выбор напряжения и сечения проводов ВЛ питающих ГПП.....	68
1.8. Выбор высоковольтного оборудования	68
1.8.1. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.....	68
1.8.2. Выбор высоковольтных выключателей	69
1.8.3. Выбор разъединителей	69
1.8.4. Выбор трансформаторов тока	69
1.8.5. Выбор трансформаторов напряжения	70
1.8.6. Обоснование выбора оборудования выше 1000 В	68
1.9. Учёт электрической энергии	69
1.10. Защита электрооборудования	69
1.11. Расчёт электроснабжения энергомеханического цеха	69
1.11.1 Выбор аппаратов защиты и управления, сечений линий питающей сети цеха	68
1.11.2 Построение эпюры отклонений напряжения	69
1.11.3 Расчет токов короткого замыкания для участка цеховой сети	69
1.11.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети	69

2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Ошибка! Закладка не определена.
 - 2.1. SWOT-анализ системы электроснабжения шахты Распадская **Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.2. Организация работ технического проекта.....**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.2.1. Структура работ в рамках технического проектирования **Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.2.2. Определение трудоемкости выполнения технического проекта
Ошибка! Закладка не определена.
 - 2.2.3. Разработка графика проведения технического проектирования
Ошибка! Закладка не определена.
 - 2.3. Определение сметы затрат на технический проект **Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.3.1. Расчет материальных затрат....**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.3.2. Полная заработная плата исполнителей темы...**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)
Ошибка! Закладка не определена.
 - 2.3.4. Накладные расходы**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.4. Формирование сметы технического проекта**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 2.5. Определение ресурсоэффективности проекта....**Ошибка! Закладка не определена.**
3. Социальная ответственность.....**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 3.1. Анализ опасных и вредных факторов в ГПП 110/6 кВ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
 - 3.2. Санитарно-гигиенические требования**Ошибка! Закладка не определена.**
 - 3.3. Микроклимат.....**Ошибка! Закладка не определена.**

- 3.4. Защита от шума и вибрации **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.5. Освещение **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.6. Защита от электромагнитных полей **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.7. Электропоражение и электробезопасность **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.8. Работы на высоте **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.9. Пожарная безопасность **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.10. Защита окружающей среды..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.11. Предотвращение ЧС и устранение их последствий **Ошибка! Закладка не определена.**
- Заключение **Ошибка! Закладка не определена.**
- Список литературы **Ошибка! Закладка не определена.**

Введение

Современный мир немислим без электроэнергии, которая прочно вошла в нашу жизнь: в наш быт, во все отрасли промышленности. Для электроснабжения потребителей электроэнергией проектируются и вводятся в эксплуатацию системы электроснабжения. Системой электроснабжения называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения ОАО «Шахта Распадская» г. Междуреченск.

При проектировании произведём выбор схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, высоко- и низковольтное оборудование. Внутрицеховое электроснабжение рассмотрим на примере энергомеханического цеха. Также

рассмотрим вопрос компенсации реактивной мощности, рассмотрим экономические вопросы, вопросы промышленной и экологической безопасности.

ОАО «Шахта Распадская» — крупнейшая угольная шахта в России. Расположена в 11 км севернее Междуреченска (Кемеровская область).

Шахта входит в состав российской угольной компании «Распадская» (на долю шахты приходится 57,8 % запасов и более 60 % добычи компании), 40% акций которой принадлежат компании Evraz Group.

Шахта является одним из крупнейших поставщиков угольного сырья на ММК (Магнитогорский металлургический комбинат), НЛМК (Новолипецкий металлургический комбинат) и предприятия металлургической компании «Evraz Group». Запасы коксующегося угля на Распадской составляют 451 млн.т.

Шахта «Распадская» сдана в эксплуатацию в 1973 году. Подземная инфраструктура полностью соответствует потребностям шахты. На шахте осуществляется постоянная программа реконструкции и ремонта, благодаря которой все объекты поддерживаются в соответствующем рабочем состоянии.

В последние годы компания приобрела и запустила в эксплуатацию более современное и высокопроизводительное оборудование. Это позволило сократить количество лав, проходческих забоев, одновременно сохранив достигнутый уровень добычи.

Шахта практикует традиционные системы водоочистки и пылеподавления и регулярно проводит модернизацию системы очистки промышленных и сточных, шахтных и ливневых вод.

В шахте отрабатываются четыре лавы, извлечение угля ведётся методом механизированной комбайновой добычи. В эксплуатации находятся 360 км горных выработок. Ежегодно добывается порядка 8 млн. тонн коксующегося угля марки ГЖ. Доля шахты в годовой добыче коксующегося угля в России — 10 % (на 2009 год).

Добыча ведется с использованием импортного и отечественного оборудования, которое обеспечивает стабильные уровни добычи, определенные планами горных работ.

1. Расчет электрооборудования ОАО «Шахта Распадская»

Исходные данные

В состав административно-бытового комбината (АБК) входят помещения: административно-конторские (для инженерно-технических работников и руководства шахты, нарядные участки, зал собраний и др.); производственные (ламповая, респираторная, телефонная станция, лаборатории, диспетчерская); санитарно-бытовые (душевые, умывальные, помещения для сушки и обеспыливания спецодежды, прачечная, буфет и др.); санитарно-медицинского обслуживания (здравпункт, ингаляторий, фотарий, помещения личной гигиены женщин); вспомогательные назначения (вестибюль, гардеробная, кладовые, технические помещения).

Компрессорные установки, предназначены для получения сжатого воздуха, используемого на шахте как энергоноситель.

Главный вентилятор предназначен для нагнетания в шахту подогретого воздуха. Подогрев воздуха производится в калориферной расположенной в здании главного вентилятора.

Клетевой подъем предназначен для спуска людей и грузов в шахту.

В здании блока надшахтных зданий производится ремонт гидравлического, горношахтного, энергетического и прочего оборудования.

Для проектирования электроснабжения шахты и цеха необходимы установленные мощности электрооборудования. Названия электроустановок и их мощности сведены в таблицы 1 и 2. Характеристика среды производственных помещений и категории потребителей по степени надежности электроснабжения приведены в таблице 3.

Таблица 1 - Ведомость электрических нагрузок по объектам предприятия

№ цеха	Название цеха	Установленная мощность, кВт
Поверхностные потребители		
1	Здание блока надшахтных зданий (включая энергомеханический цех)	4450
2	Энергомеханический цех	900,49
3	Главный вентилятор «4 Блок»	2035
4	Компрессорная	1795
5	Главный клетевой подъем	1000
6	Административно -бытовой комбинат	550
7	Склад	6
8	Столовая	510
9	Главный вентилятор «3 Блок»	560

10	Клетевой подъем «3 Блок»	1000
11	Главный вентилятор «5 Блок»	560
12	Клетевой подъем «5 Блок»	1000
13	Главный вентилятор «Глухая»	560
14	Клетевой подъем «Глухая»	860
Подземные потребители		
15	Распределительный подземный пункт (РПП-6) пласта 4-9	2455
16	Центральная подземная подстанция (ЦПП-6) № 1 гор +70	3015
17	ЦПП-6 № 2 гор +70	2450
18	РПП-6 Камера водоотлива	2450
19	ЦПП-6 пласта 4-6-6а	1635
20	ЦПП-6 пласта 4-10	2490
21	РПП-6 пласта 4-7-7а	2080
22	РПП-6 пласта 4-17	1340
23	РПП-6 пласта 4-20	1340

Таблица 2 - Сведения об электрических нагрузках энергомеханического цеха

№ ЭП	Наименование электроприемника	Установленная мощность, кВт
9,66,74	Станок фрезерный	11
10	Станок фрезерный	7,5
21	Станок токарный	10
13,14,19, 20,25-29	Станок токарный	7,5
22	Станок токарный	5
17,59,67	Станок токарно-расточной	20
15,65,73	Станок расточной	15
4,8	Станок сверлильный	7,5

11,60,68	Станок радиально-сверлильный	11,5
6	Станок плоскошлифовальный	7,5
7	Станок круглошлифовальный	6
12,61,69	Станок долбежный	7,5
18	Станок строгальный	8,8
30,62,70	Станок заточной	4,5
5	Механическая пила	7,5
40,41	Молот	13
43,63,71	Гильотина	40
42,64,72	Пресс	14
1,24,44	Кран-балка	6
33	Кран-балка	4,11
31	Кран-балка	3,48
50-57	Сварочный трансформатор	31
34	Устройство выдёргивания обмоток статора (УВОС)	1
35	Устройство выдёргивания обмоток статора (УВОС)	2
48	Устройство воздушно-капельной пропитки статора (УВКПС)	13
23	Вентилятор потолочный	6
39	Вентилятор	5
2	Вентилятор калорифера	1,2
58	Печь сушильная	50
16,32	Освещение	5
3	Освещение	2
37,45-47	Освещение	1
36,49	Освещение	0,5
38	Освещение	0,4

Таблица 3 - Характеристика среды производственных помещений и категории потребителей по степени надежности электроснабжения

№ цеха	Наименование цеха	Характеристика производственной среды	Характеристика потребителей по степени надежности электроснабжения
1	Здание блока надшахтных зданий	нормальная	2
2	Энергомеханический цех	нормальная	2
3	Главный вентилятор	нормальная	1
4	Компрессорная	нормальная	2
5	Главный клетевой подъём	пыльная	1
6	Административно-бытовой комбинат	нормальная	1
8	Столовая	нормальная	3
9	Склад	нормальная	3

Генеральный план предприятия приведён на рисунке 1. Схема электроснабжения энергомеханического цеха с расположением электроприемников приведена на рисунке 2.

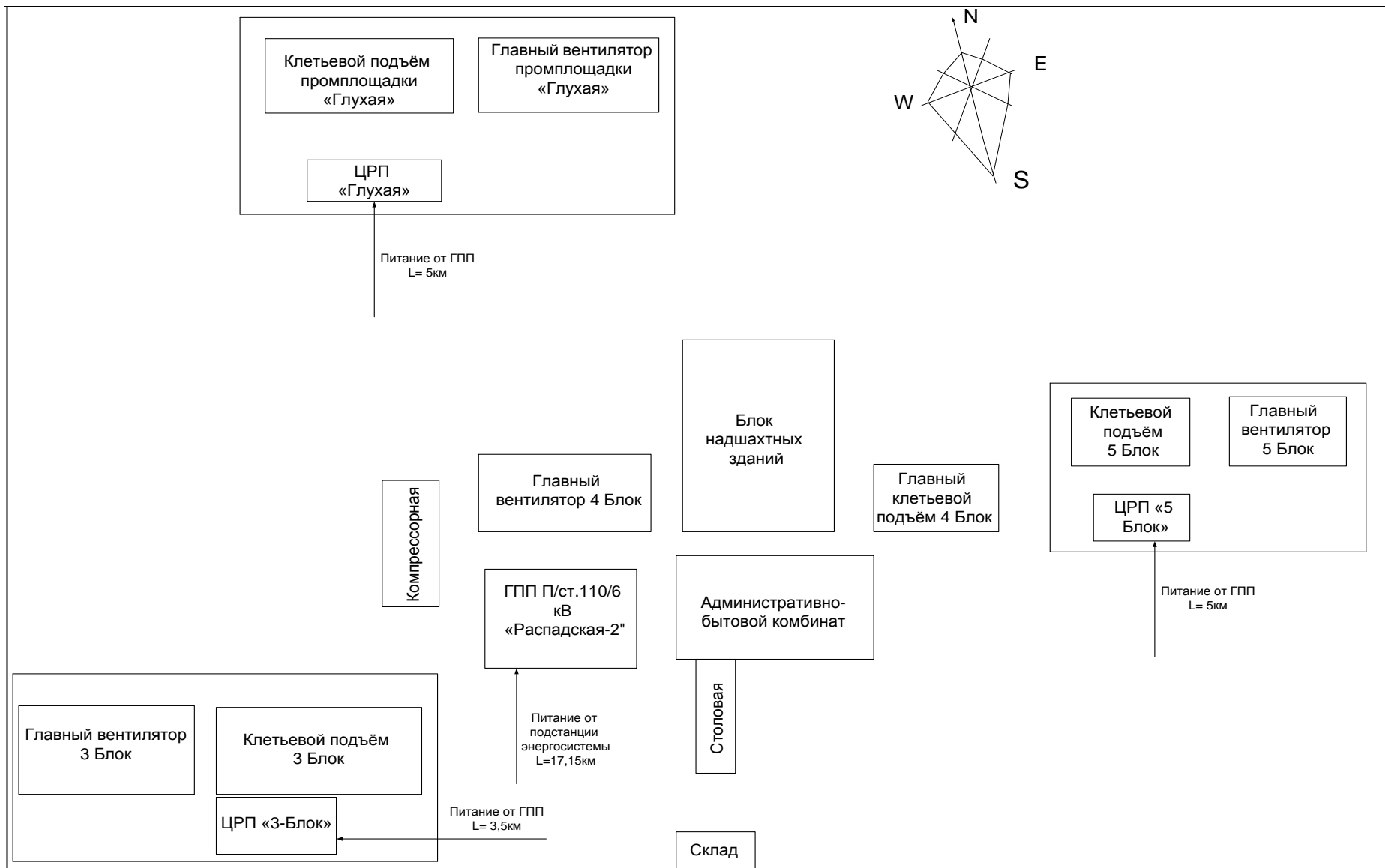


Рисунок 1 – Генеральный план ОАО «Шахта Распадская»

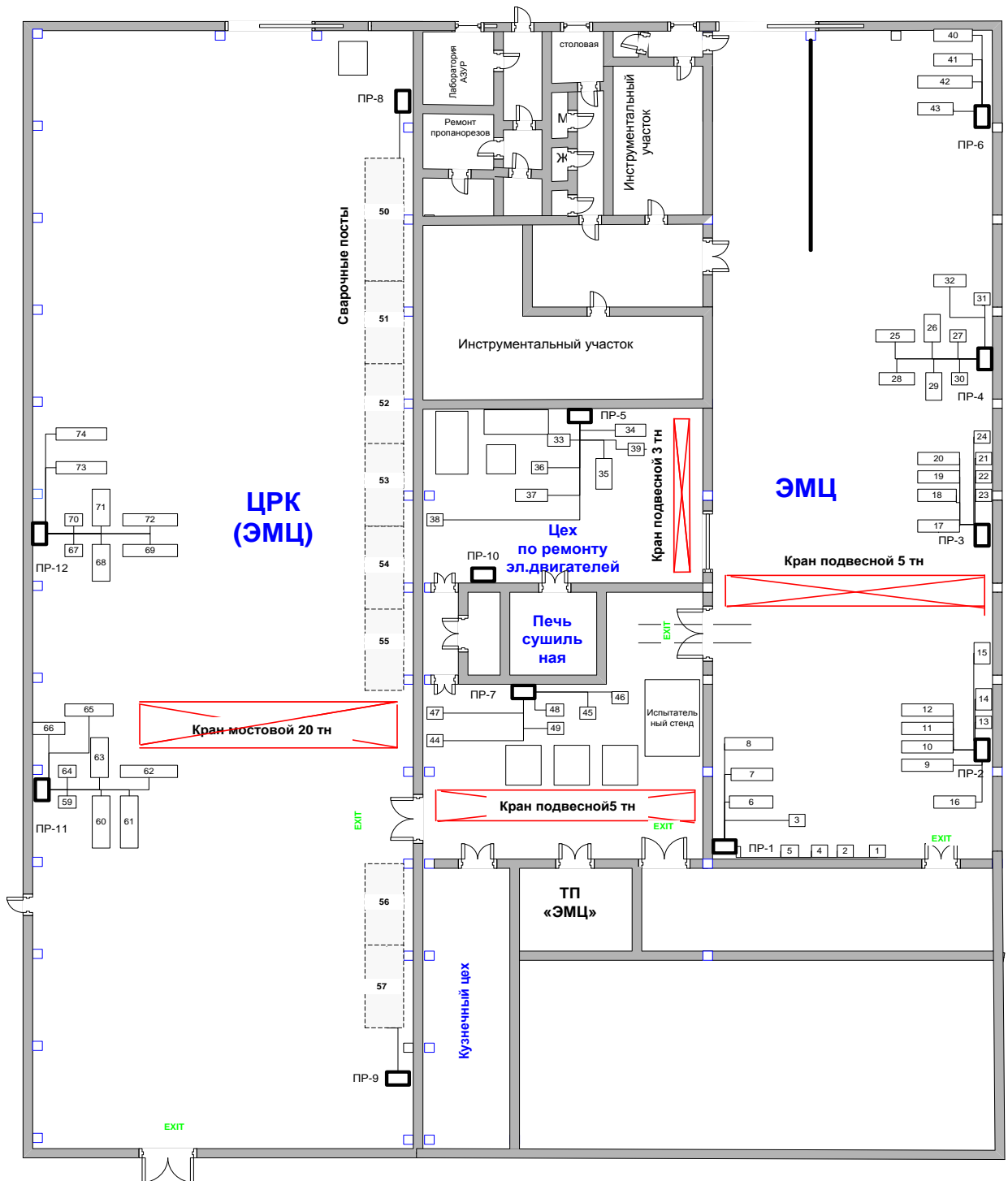


Рисунок 2 - Схема электроснабжения энергомеханического цеха с расположением электроприёмников

1.1. Расчет электрических нагрузок энергомеханического цеха

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок – основа рационального решения всего комплекса технологических вопросов при проектировании электроснабжения предприятия.

Расчет силовых нагрузок цеха производим методом упорядоченных диаграмм, т.е. через коэффициент максимума. Расчет электрических нагрузок по этому методу производится в следующей последовательности.

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок энергомеханического цеха. Для этого электроприемники цеха разбиваются на две характерные группы:

а) электроприемники с переменным графиком нагрузки, у которых коэффициент использования $K_{и} < 0,6$; группа А;

б) электроприемники с практически постоянным графиком нагрузки, у которых коэффициент использования $K_{и} \geq 0,6$; группа Б.

Рассмотрим для примера расчёт нагрузки ПР-1.

Группа А:

Установленная суммарная мощность ЭП:

$$\Sigma P_{ном} = 6 + 7,5 + 7,5 + 7,5 + 7,5 + 6 = 42 \text{ кВт.}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} = \frac{7,5}{6} = 1,25$$

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по формуле:

$$P_{см} = \Sigma(K_{и} \cdot P_{ном}), \text{ кВт};$$

$$P_{см} = 0,06 \cdot 6 + 4(0,14 \cdot 7,5) + 0,14 \cdot 6 = 5,4 \text{ кВт};$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по формуле:

$$Q_{см} = \Sigma(P_{см} \cdot \text{tg}\varphi), \text{ кВАр};$$

$$Q_{см} = 0,36 \cdot 1,98 + 4(1,05 \cdot 1,33) + 0,84 \cdot 1,33 = 7,41 \text{ кВАр};$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная активная мощность рабочих ЭП;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности ЭП.

Средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{УР_{\text{СМ}}}{УР_{\text{НОМ}}} = \frac{5,4}{42} = 0,13; \text{ где}$$

$УР_{\text{СМ}}$ - суммарная средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену группы электроприемников цеха, кВт;

$УР_{\text{НОМ}}$ - суммарная установленная мощность группы электроприемников цеха, кВт.

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{СМ}}}{P_{\text{СМ}}} = \frac{7,41}{5,4} = 1,37$$

Эффективное число электроприёмников:

$$n_{\text{Э}} = \frac{УР_{\text{НОМ}}^2}{УР_{\text{НОМ}2}} = \frac{1764}{297} = 5,9 \approx 6$$

Максимальная расчетная активная нагрузка определяется по выражению:

$$P_{\text{М}} = K_{\text{М}} \cdot \Sigma P_{\text{СМ}}, \text{ кВт}$$

где $K_{\text{М}} = \frac{P_{\text{М}}}{P_{\text{СМ}}}$ – коэффициент максимума, устанавливает связь между

расчетной (максимальной) нагрузкой и средней нагрузки группы ЭП, за максимально загруженную смену.

Максимальная расчетная реактивная нагрузка определяется следующим образом:

$$Q_{\text{М}} = Q_{\text{СМ}} - \text{при } n_{\text{Э}} > 10, \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{М}} = 1,1 \cdot Q_{\text{СМ}} - \text{при } n_{\text{Э}} \leq 10 \text{ кВАр};$$

$n_{\text{Э}}$ – это такое число одинаковых по мощности и режиму работы ЭП, которые потребляют ту же величину расчетной мощности, что и исходное число ЭП;

$K_M = f(n_9)$ – функция, устанавливающая связь между K_M и эффективным числом ЭП (n_9) при определенном значении $K_{ц}$. Принимаем $K_M = 2,64$ [1, таблица 2.1, с.30];

$$P_M = K_M \cdot \Sigma P_{см} = 2,64 \cdot 5,4 = 14,26 \text{ кВт};$$

$$Q_M = 1,1 \cdot \Sigma Q_{см} = 1,1 \cdot 7,41 = 8,15 \text{ кВАр.}$$

Для ЭП группы Б (с практически постоянным графиком нагрузки) коэффициент максимума K_M принимается равным 1, поэтому эффективное число ЭП n_9 не рассчитываем.

Расчетная максимальная активная мощность:

$$P_M = P_{см} = \Sigma (K_{и} \cdot P_{ном}) = 0,65 \cdot 1,2 + 0,9 \cdot 2 = 2,58 \text{ кВт};$$

Расчетная максимальная реактивная мощность:

$$Q_M = 1,1 \cdot Q_{см} = 1,1 \cdot \Sigma (P_{см} \cdot \text{tg}\varphi) = 1,1 \cdot (0,78 \cdot 0,75 + 1,8 \cdot 0,33) = 1,18 \text{ кВАр.}$$

Полная нагрузка ПР-1:

Суммарная номинальная мощность:

$$\Sigma P_{ном} = \Sigma P_{нома} + \Sigma P_{номб} = 42 + 3,2 = 45,2 \text{ кВт.}$$

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$\Sigma P_{см} = \Sigma P_{сма} + \Sigma P_{сmb} = 5,4 + 2,58 = 7,98 \text{ кВт.}$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$\Sigma Q_{см} = \Sigma Q_{сма} + \Sigma Q_{сmb} = 7,41 + 1,18 = 8,59 \text{ кВАр.}$$

Расчетная максимальная активная мощность:

$$\Sigma P_M = \Sigma P_{ма} + \Sigma P_{мб} = 14,26 + 2,58 = 16,84 \text{ кВт.}$$

Расчетная максимальная реактивная мощность:

$$\Sigma Q_M = \Sigma Q_{ма} + \Sigma Q_{мб} = 8,15 + 1,3 = 9,45 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная максимальная мощность ПР-1:

$$\underline{\hspace{10em}} \quad \underline{\hspace{10em}} \quad \text{кВА}$$

Дальнейшие расчёты производим аналогично, результаты расчётов заносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Определение расчётных нагрузок по пунктам питания энергомеханического цеха

№ п/п	Наименование узлов питания и групп	Количество ЭП п	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100%		$m = P_{н.маx} / P_{н.мин}$	Коэффициент использования Ки	cosφ / tg φ	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Эффективное число ЭП п ₃	Коэффициент максимума К _м	Максимальная нагрузка			Расчетные токи I _М / I _п
			одного ЭП (наименьшего, наибольшего) P _н , кВт	общая P _н , кВт				P _{см} = K _н · P _н , кВт	Q _{см} = P _{см} · tg φ, кВАр			P _М = K _М · P _{см} , кВт	Q _М = Q _{см} при п ₃ > 10, Q _М = 1,1 Q _{см} при п ₃ ≤ 10, кВАр	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Силовой распределительный пункт ПР-1														
1-4	Группа А: Станки разные	4	6-7,5	28,5		0,14	0,6/1,33								
5	Кран-балка	1	6	6		0,06	0,45/1,98								
6	Мех. пила	1	7,5	7,5		0,14	0,6/1,33								
	Итого по группе А:	6	6-7,5	42	m<3	0,13		5,4	7,41	6	2,64	14,26	8,15	16,42	
7	Группа Б: Вентилятор калорифера	1	1,2	1,2		0,65	0,8/0,75								
8	Освещение цеха	1	2	2		0,9	0,95/0,33								
	Итого по группе Б:	2	1,2-2	3,2		0,65		2,58	1,18		1	2,58	1,3	2,89	

31	Кран-балка	1	3,48	3,48		0,06	0,45/1,98								
	Итого по группе А:	7	3,48-7,5	45,48	m<3	0,13		6,09	8,24	7	2,68	16,32	9,06	18,68	
32	Группа Б: Освещение	1	5	5		0,9	0,95/0,33								
	Итого по группе Б:	1	5	5		0,9	0,95/0,33	4,5	1,49		1	4,5	1,64	4,79	
	ИТОГО ПО ПР-4	8	3,48-7,5	50,48		0,21		10,59	9,73			20,82	10,7	23,47	35,61/ 110,94
5	Силовой распределительный пункт ПР-5														
33	Группа А: Кран-балка	1	4,11	4,11		0,06	0,45/1,98								
34,3 5	Устройство выдёргивания обмоток статора	2	1-2	3		0,22	0,65/1,17								
	Итого по группе А:	3	1-4,11	7,11		0,13		0,91	1,27			2,43	1,39	2,79	
36- 38	Группа Б: Освещение	3	0,4-1	1,9		0,9	0,95/0,33								
39	Вентилятор	1	5	5		0,65	0,8/0,75								
	Итого по группе Б:	4	0,4-5	6,9		0,72		4,96	3,01		1	6,45	3,31	7,25	
	ИТОГО ПО ПР-5	7	0,4-11	14,01		0,42		5,87	4,28			8,88	4,7	10,04	25,17/73,02
6	Силовой распределительный пункт ПР-6														
40, 41	Группа А: Молот	2	13	26		0,3	0,65/1,17								

42	Пресс	1	14	14		0,3	0,65/1,17								
43	Гильотина	1	40	40		0,3	0,65/1,17								
	<u>ИТОГО ПО ПР-6</u>	4	13-40	80	m>3	0,3	0,65/1,17	24	28,08	4	2,14	51,36	30,89	59,93	91,16/ 504,76
7	Силовой распределительный пункт ПР-7														
44	<u>Группа А:</u> Кран-балка	1	6	6		0,06	0,45/1,98								
48	Устройство воздушно-капельной пропитки статора	1	13	13		0,22	0,65/1,17								
	<u>Итого по группе А:</u>	2	6-13	19		0,17		3,22	4,06			8,5	4,46	9,6	
45-47,49	<u>Группа Б:</u> Освещение	4	0,5-1	3,5		0,9	0,95/0,33								
	<u>Итого по группе Б:</u>	4	0,5-1	3,5		0,9	0,95/0,33	3,15	1,05		1	3,15	1,16	3,36	
	<u>ИТОГО ПО ПР-7</u>	6	0,5-13	22,5		0,28		6,37	5,11			11,65	5,62	12,96	43,12/ 198,47
8	Силовой распределительный пункт ПР-8														
50-53	<u>Группа А:</u> Трансформатор сварочный	4	31	124		0,3	0,35/2,68								
	<u>Итого по группе А:</u>	4	31	124	m<3	0,3	0,35/2,68	37,2	99,32	4	2,3	85,56	109,25	138,77	
	<u>ИТОГО ПО ПР-8</u>	4	31	124		0,3	0,35/2,68	37,2	99,32		2,3	85,56	109,25	138,77	211,09/ 420,34
9	Силовой распределительный пункт ПР-9														
54-57	<u>Группа А:</u> Трансформатор сварочный	4	31	124		0,3	0,35/2,68								
	<u>Итого по группе А:</u>	4	31	124	m<3	0,3	0,35/2,68	37,2	99,32	4	2,3	85,56	109,25	138,77	
	<u>ИТОГО ПО ПР-9</u>	4	31	124		0,3	0,35/2,68	37,2	99,32		2,3	85,56	109,25	138,77	211,09/

															420,34
10	Силовой распределительный пункт ПР-10														
58	Группа А: сушильная	1	50	50		0,55	0,95/0,33								
	ИТОГО ПО ПР-10	1	50	50		0,55	0,95/0,33	27,5	9,08			50	43,5	66,27	100,8
11	Силовой распределительный пункт ПР-11														
59-62, 65-66	Группа А: Станки разные	6	4,5-20	69,5		0,14	0,6/1,33								
63	Гильотина	1	40	40		0,3	0,65/1,17								
64	Пресс	1	14	14		0,3	0,65/1,17								
	ИТОГО ПО ПР-11	8	4,5-40	123,5	m>3	0,21		25,93	31,89		2,2	57,05	35,08	66,97	101,87/ 515,47
12	Силовой распределительный пункт ПР-12														
67-70, 73, 74	Группа А: Станки разные	6	4,5-20	69,5		0,14	0,6/1,33								
71	Гильотина	1	40	40		0,3	0,65/1,17								
72	Пресс	1	14	14		0,3	0,65/1,17								
	ИТОГО ПО ПР-12	8	4,5-40	123,5	m>3	0,21		25,93	31,89	6	2,2	57,05	35,08	66,97	101,87/ 515,47
	Итого по группе А	61	1-50	870,89				211,32	344,79			479,91	412,77	643,46	979,62/ 1305,11
	Итого по группе Б	13	0,4-6	29,6				23,59	11,15			25,08	12,27	28,14	27,5/36,63
	Итого по цеху без учёта осветительной нагрузки	64	0,6-31,62	883,09				233,75	355,42			499,35	371,52	663,96	1007,12/ 1341,74

	<u>Электрическое освещение</u>	10	0,4-5	17,4		0,9	0,95/1,33	15,66	20,83		1	17,4	19,14	25,87	42,21
	<u>Итого по цеху с учётом осветительной нагрузки</u>	74	0,4-50	900,49				234,91	355,94			504,99	425,04	671,6	1049,33/ 1462,93

1.2 Расчет электрических нагрузок предприятия в целом

Расчетная полная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых ЭП цехов определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха;

K_c – коэффициент спроса [3, таблица 1.6, с.13];

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности.

Приемники напряжением выше 1000 В рассчитываются отдельно. Расчетная активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяется по тем же формулам.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

Установленная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{но} = P_{уд.о} \cdot F_{ц}$$

где $P_{уд.о}$ – удельная плотность осветительной нагрузки [3, таблица 1.11];

$F_{ц}$ – площадь цеха;

Расчетная нагрузка осветительных приемников:

$$P_{ро} = K_{со} \cdot P_{но}$$

где $K_{со}$ – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из ряда отдельных помещений [3, таблица 1.10].

Полная расчетная максимальная мощность цеха с учетом освещения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{ро})^2 + Q_p^2}$$

Для примера произведём расчёт нагрузок административно-бытового комбината:

Расчетная активная нагрузка:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,6 \cdot 550 = 330 \text{ кВт};$$

где $P_n = 550 \text{ кВт}$ – номинальная установленная мощность административно-бытового комбината (таблица 1);

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 330 \cdot 1,02 = 336,6 \text{ кВАр};$$

Установленная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{но} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,018 \cdot 12438 = 223,88 \text{ кВт};$$

Расчетная активная осветительная нагрузка:

$$P_{ро} = K_{со} \cdot P_{но} = 0,9 \cdot 223,88 = 201,49 \text{ кВт};$$

Определим суммарную активную нагрузку (силовую и осветительную):

$$P_p + P_{ро} = 330 + 201,49 = 531,49 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем полную мощность административно-бытового комбината:

$$\underline{\hspace{15em}} \quad \underline{\hspace{15em}} \quad \text{кВА}$$

Расчет силовых и осветительных нагрузок остальных цехов производим аналогично. Результаты расчётов заносим в таблицу 5.

Таблица 5 - Определение расчетных нагрузок по цехам ОАО «Шахта Распадская»

№ цеха	Наименование потребителей (цехов)	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузки		
		$P_{н\prime}$ кВт	K_c	$\cos\varphi/tg\varphi$	P_p кВт	Q_p кВАр	F m^2	$P_{уд\ o\prime}$ Вт/ m^2	$P_{но\prime}$ кВт	K_{co}	$P_{po\prime}$ кВт	$P_p+P_{po\prime}$ кВт	Q_p кВАр	S_p кВА
Потребители электроэнергии 0,38 кВ														
1	АБК	550	0,6	0,7/1,02	330	336,6	12438	18	223,88	0,9	201,49	531,49	336,6	629,11
2	Столовая	510	0,6	0,7/1,02	306	312,12	1250	18	22,5	0,9	20,25	326,25	312,12	451,5
3	Главный вентилятор	915	0,5	0,7/1,02	457,5	466,65	1500	15	22,5	0,95	21,38	478,88	466,65	668,65
4	Компрессорная	715	0,7	0,7/1,02	500,5	510,51	744	15	11,16	0,95	10,6	511,1	510,51	722,39
5	Блок надшахтных зданий	4450	0,6	0,7/1,02	2670	2723,4	9828	13	127,76	0,85	108,6	2778,6	2723,4	3890,7
6	Склад	6	0,25	0,6/1,33	1,5	2	281	18	5,06	0,6	3,04	4,54	2	4,96
Итого по 0,38 кВ		7146			4265,5	4351,28	$\Sigma F_{ц} =$ 26041				365,36	4630,9	4351,28	6367,31
Потребители электроэнергии 6 кВ														
7	Главный клетевой подъём	1000	0,75	0,7/1,02	750	765						750	765	1080,09
8	Главный вентилятор	1120	0,75	0,7/1,02	840	856,8						840	856,8	1199,88
9	Компрессорная	1080	0,7	0,7/1,02	756	771,12						756	771,12	1079,89
10	РПП-6 пласта 4-9	2455	0,55	0,7/1,02	1350	1377,3						1370	1397,4	1942,5
11	ЦПП-6 №1 гор +70	3015	0,65	0,7/1,02	1960	1999,2						1960	1999,2	2799,7
12	ЦПП-6 №2 гор +70	2450	0,8	0,9/0,48	1960	940,8						1960	940,8	2174
13	РПП-6 Камера водоотлива	2450	0,8	0,9/0,48	1960	940,8						1960	940,8	2174
14	ЦПП-6 пласта 4-6-6а	1635	0,7	0,7/1,02	1144,5	1167,39						1144,5	1167,39	1634,8

15	ЦПП-6 пласта 4-10	2490	0,55	0,7/1,02	1369,5	1396,89						1369,5	1396,89	1956,89
16	РПП-6 пласта 4-7-7а	2080	0,55	0,7/1,02	1144	1166,88						1144	1166,88	1643,12
17	ЦРП-3	3070	0,7	0,7/1,02	2149	2191,98						2149	2191,98	3069,69
18	ЦРП-5	3070	0,7	0,7/1,02	2149	2191,98						2149	2191,98	3069,69
19	ЦРП «Глухая»	1860	0,7	0,7/1,02	1302	1328,04						1302	1328,04	1859,8
Итого по 6 кВ		27775			18854	17094,1						18854	17094,1	25674,7

Так как трансформаторы цеховых ТП и высоковольтная сеть еще не выбраны, то потери мощности определяются приближенно:

- потери активной мощности в цеховых ТП:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 6367,31 = 127,34 \text{ кВт};$$

- потери реактивной мощности в цеховых ТП:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 6367,31 = 636,73 \text{ кВАр};$$

- потери активной мощности в линиях:

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 6367,31 = 191,02 \text{ кВт};$$

где S_p^H – расчетная мощность предприятия на шинах напряжением 0,38 кВ за максимально загруженную смену.

Активная мощность предприятия, приведенная к шинам 6 кВ:

$$P_{p\Sigma} = (\Sigma P_p^H + \Sigma P_p^B) \cdot K_{\text{рм}} + \Sigma P_{\text{ро}} + \Delta P_T + \Delta P_{\text{л}} = (4265,5 + 18854) \cdot 0,95 + 365,36 + 127,34 + 191,02 = 22647,25 \text{ кВт}.$$

где $K_{\text{рм}} = 0,95$ (для шин 6 кВ) – коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп ЭП, характеризующий смещение максимума отдельных ЭП во времени.

Реактивная мощность предприятия, приведенная к шинам 6 кВ:

$$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_p^H + \Sigma Q_p^B) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_T = (4351,28 + 17094,14) \cdot 0,95 + 636,73 = 21009,88 \text{ кВАр}.$$

Определим полную расчетную нагрузку, приведенную к шинам 6 кВ с учётом потерь в линиях и цеховых трансформаторах:

$$\frac{\text{-----}}{\text{-----}} \text{ кВА}.$$

Так как трансформаторы ГПП еще не выбраны, то потери мощности в трансформаторах определяются из следующих соотношений:

- потери активной мощности в трансформаторах ГПП:

кВт;

- потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

кВАр.

Полная расчетная мощность ГПП:

кВА

Определяем величину компенсируемой реактивной мощности.

Ориентировочная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{c}};$$

где Q_{c} – реактивная мощность, поступающая из энергосистемы.

Величину Q_{c} приближенно рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{c}} = \alpha \cdot P_{\text{p}\Sigma};$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы к потребителям, с учетом затрат на потери мощности и энергии в различных объединенных энергетических системах.

Для определения α необходимо определить напряжение ВЛ питающих ГПП.

Т.к. мощность предприятия лежит в пределах 10÷150 МВА то, предварительно принимаем рекомендованное $U_{\text{н}} = 110$ кВ. Для сетей 110 кВ $\alpha = 0,29$.

$$Q_{\text{c}} = \alpha \cdot P_{\text{p}\Sigma} = 0,29 \cdot 23265,09 = 6746,87 \text{ кВАp};$$

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{c}} = 24099,03 - 6746,87 = 17352,15 \text{ кВАp}.$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высокого напряжения трансформаторов ГПП, с учетом компенсации реактивной мощности:

кВА

1.3. Определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения ГПП на генплане предприятия наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\rho \cdot m}},$$

где $P_{p\Sigma i}$ - расчетная активная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВт;

$m = 0,55 \text{ кВт/мм}^2$ – масштаб нагрузки для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на плане.

На генплан предприятия произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок предприятия x_0 и y_0 определяются по формулам:

$$x_0 = \frac{S_{p\Sigma i} \cdot \chi_{x_i}}{S_{p\Sigma i}} ; y_0 = \frac{S_{p\Sigma i} \cdot \chi_{y_i}}{S_{p\Sigma i}}$$

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора определяется по формуле: $\phi = \frac{(360^\circ \cdot P_{po})}{S_{pi}}$.

Рассчитаем картограмму нагрузок для здания АБК.

Радиус окружности для АБК:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \quad \frac{\text{---}}{\text{---}} \quad \text{мм;}$$

Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha_1 = \frac{(360^\circ \cdot P_{po})}{S_{pi}} = \frac{(360^\circ \cdot 201,49)}{629,11} = 115,3^\circ.$$

Координаты цехов определяем из генплана предприятия (Рисунок 1).

$$S_p \cdot x = 629,11 \cdot 287,5 = 180869 \text{ кВА} \cdot \text{м};$$

$$S_p \cdot y = 629,11 \cdot 175 = 110094,3 \text{ кВА} \cdot \text{м}.$$

Данные для построения картограммы нагрузок по остальным цехам рассчитываем аналогично и сводим в таблицу 6.

Таблица 6 - Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	S_{pi} , кВА	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	x_i , м	y_i , м	$S_{p\Sigma i} \cdot x_i$, кВА·м	$S_{p\Sigma i} \cdot y_i$, кВА·м
Потребители 0,38 кВ								
АБК	629,11	201,49	19,1	115,3	287,5	175	180869	110094,3
Столовая	451,5	20,25	16,2	16,1	237,5	137,5	107231,27	62081,25
Главный вентилятор 4 Блок	668,65	21,38	19,7	11,5	131,25	243,75	87760,31	162983,44
Главный вентилятор 3 Блок	334,33	21,38	13,9	23,02	25	30	8358,26	10029,9
Главный вентилятор 5 Блок	334,33	21,38	13,9	23,02	150	70	50149,5	23403,1
Главный вентилятор «Глухая»	334,33	21,38	13,9	23,02	150	70	50149,5	23403,1
Компрессо рная	722,39	10,6	20,45	5,3	50	231,25	36119,5	167052,5
Блок надшахтны х зданий	3890,7	108,6	47,5	10	281,25	268,75	1094259,38	1045625,6 3
Склад	4,96	3,04	1,69	220	206,25	81,25	1023	403

Потребители 6 кВ								
Главный клетьевой подъём 4 Блок	1080,09	–	25	–	356,25	237,5	384782,1	256521,38
Клетьевой подъём 3 Блок	1080,09	-	25	-	50	30	54004,5	32402,7
Клетьевой подъём 5 Блок	1080,09	-	25	-	75	70	81006,75	75606,3
Клетьевой подъём «Глухая»	925,53	-	23,15	-	75	70	69414,75	64787,1
Главный вентилятор	1199,88	–	26,4	–	131,25	243,75	157484,25	292470,75
Компрессо рная	1079,89	–	25,4	–	50	231,25	53994,5	249724,56
Итого	13815,87	429,5	–	–	–	–	2416607	2576589,1

Находим координаты центра электрических нагрузок:

$$x_0 = S_{p\Sigma i} \cdot x_i / S_{p\Sigma} = 2416607 / 13815,87 = 174,9 \text{ м};$$

$$y_0 = S_{p\Sigma i} \cdot y_i / S_{p\Sigma} = 2576589,1 / 13815,87 = 186,5 \text{ м}.$$

Размещаем ГПП в точке по условиям рельефа местности наиболее близкой к центру электрических нагрузок с координатами (131,25; 143,75) м.
Строим картограмму нагрузок (Рисунок 3).

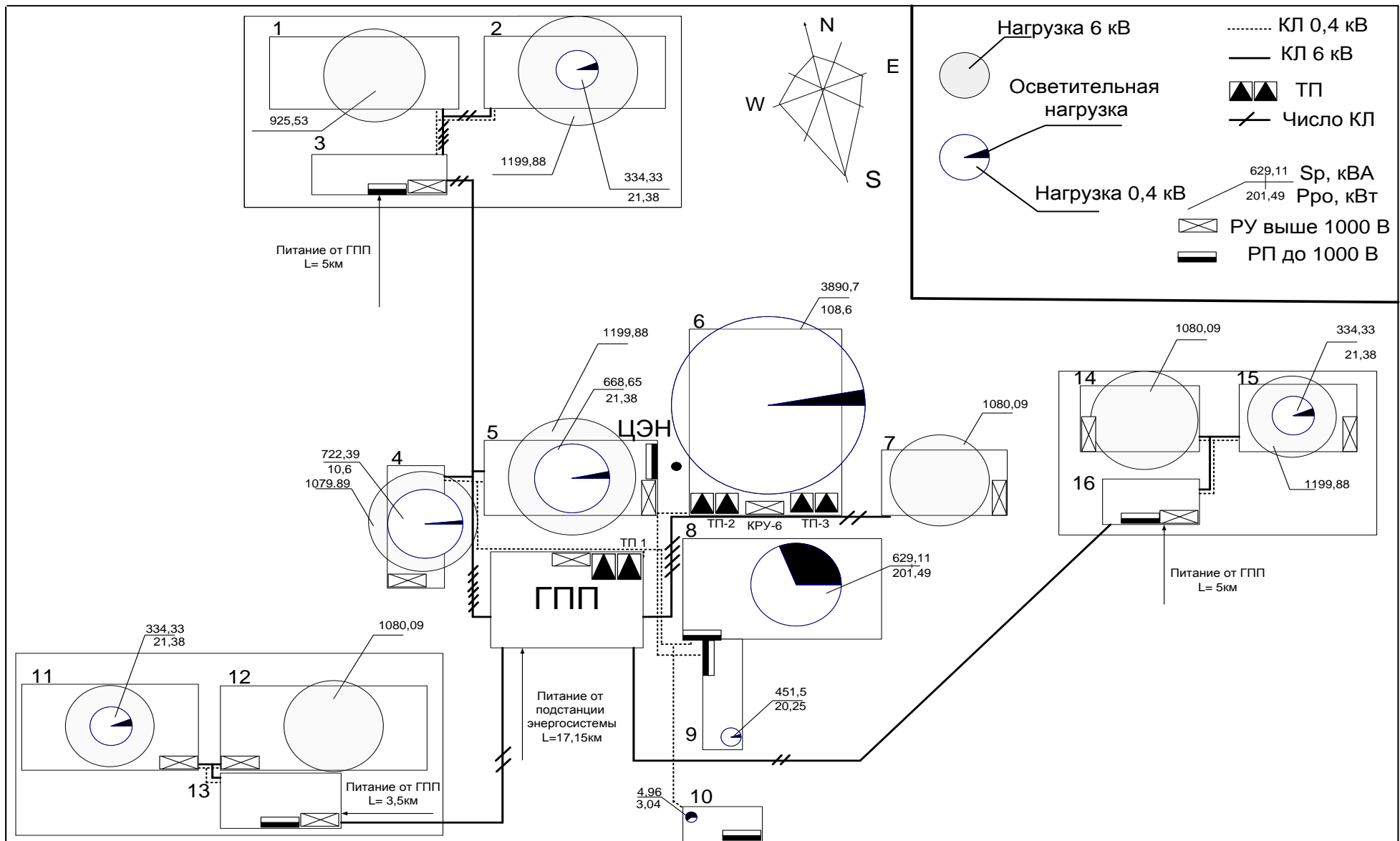


Рисунок 3 - Картограмма электрических нагрузок

Цифрами на рисунке обозначены:

- 1- Клетевой подъем промплощадки «Глухая»;
- 2- Главный вентилятор промплощадки «Глухая»;
- 3- ЦРП «Глухая»;
- 4- Компрессорная;
- 5- Главный вентилятор 4 Блок;
- 6- Здание блока надшахтных зданий;
- 7- Главный клетевой подъем 4 Блок;
- 8- Административно-бытовой комбинат;
- 9- Столовая;
- 10- Склад;
- 11- Главный вентилятор 3 Блок;
- 12- Клетевой подъем 3 Блок;
- 13- ЦРП-3;
- 14- Клетевой подъем 5 Блок;
- 15- Главный вентилятор 5 Блок;
- 16- ЦРП 5.

1.4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, как правило, одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки определяется по формуле:

$$\frac{\text{-----}}{\text{-----}} \text{ кВА/м}^2.$$

Принимаем номинальную мощность трансформаторов цеховых ТП равной $S_{н.тр} = 1250$ кВА.

Минимальное число трансформаторов цеховых ТП:

$$\frac{\text{-----}}{\text{-----}}$$

где $\beta = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Принимаем: $N = 6$.

Определяем активную нагрузку на один трансформатор:

Определим число трансформаторов для установки в цехах предприятия:

$$N_i = \frac{P_p^H + P_{po}}{P_1}$$

Произведем расчет количества трансформаторов для административно-бытового комбината:

$$N_1 = \frac{531,49}{771,81} = 0,69 \text{ трансформатора.}$$

Для удобства дальнейший аналогичный расчет сведём в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчётное число трансформаторов по цехам ОАО «Шахта Распадская»

№ цеха	Наименование цехов	$P_p^H + P_{po}$ кВт	Кол-во трансформаторов N, шт.
1	Административно-бытовой комбинат	531,49	0,69
2	Столовая	326,25	0,42
3	Главный вентилятор	478,88	0,62
4	Склад	4,54	0,0059
5	Блок надшахтных зданий	2778,6	3,61
6	Компрессорная	511,1	0,66

Так как числа дробные нагрузки ближайших цехов объединяем вместе, и окончательные результаты заносим в таблицу 8.

Таблица 8 - Распределение электрических нагрузок по трансформаторным пунктам

Наименование пункта питания	Потребители энергии	Место расположения пункта питания на генплане	Примечания
ТП1	АБК, Главный вентилятор, Компрессорная, Склад,	ГПП	2 ТМН-1250/6
ТП2	Блок надшахтных зданий, Столовая	Блок надшахтных зданий	2 ТМН-1250/6
ТП3	Энергомеханический цех	Блок надшахтных зданий	2 ТМН-1250/6

Электроснабжение потребителей 0,4 кВ отдалённых электроприёмников (3 Блок, 5 Блок, «Глухая») осуществляем от шин 0,4 кВ соответствующих ЦРП.

1.5. Расчёт и выбор внутризаводской распределительной сети 6кВ

Внутризаводская сеть 6 кВ выполняется кабелем ВБбШв с медными жилами с прокладкой по эстакадам. Так как все электроприёмники 1 или 2 категории количество цепей принимаем равным 2.

Рассмотрим выбор кабеля для линии ГПП - ЦРП-3.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{(n_{Ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H)};$$

$$I_p = \frac{3069}{(2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6)} = 147,87 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п/авар} = \frac{S_p}{(n_{Ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H)};$$

$$I_{\text{авар}} = \frac{3069}{(1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6)} = 295,73 \text{ А}.$$

Рассчитаем экономическое сечение КЛ:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{147,87}{2,5} = 59,15 \text{ мм}^2.$$

$j_{\text{ЭК}} = 2,5 \text{ А/мм}^2$ – нормированное значение экономической плотности тока для кабелей с медными жилами [2, табл. П4.1].

Предварительно принимаем кабель ВБбШв (3x120) с $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$ [3, табл. 3.6]

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 260 = 260 \text{ А};$$

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 260 = 338 \text{ А}.$$

Проверяем выбранное сечение по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме.:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_p$$

$$260 \text{ А} > 147,87 \text{ А}, \text{ - условие выполняется};$$

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{авар}}$$

$$338 \text{ А} > 295,73 \text{ А}, \text{ - условие выполняется}.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверки. Окончательно принимаем кабель марки ВБбШв - (3x120).

Расчёт для остальных КЛ производим аналогично. Результаты расчётов сводим в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор сечений кабельных линий сети 6 кВ

№ линии	Назначение линии	Количество линий	Расчетная нагрузка на один кабель		Длина линии ℓ , км	Способ прокладки	Поправочный коэффициент при прокладке кабеля	Марка и сечение кабеля, $F, \text{мм}^2$	Допустимая нагрузка на один кабель		
			$I_p, \text{А}$	$I_{\text{авар}}, \text{А}$					$I_{\text{доп}}, \text{А}$	В нормальном режиме $I'_{\text{доп}}, \text{А}$	В аварийном режиме $1,3 \cdot I'_{\text{доп}}, \text{А}$
2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	11	12
1	ГПП-ЦРП-3	2	147,87	295,73	3,5	Эстакада	1	ВБбШВ-(3x120)	260	260	338
2	ГПП-ЦРП-5	2	147,87	295,73	5		1	ВБбШВ-(3x120)	260	260	338
3	ГПП-ЦРП «Глухая»	2	89,59	179,18	5		1	ВБбШВ-(3x70)	180	180	234
4	ГПП-КРУ-6 Надшахтное здание	2	187,41	374,82	0,2		1	ВБбШВ-(3x150)	305	305	396,5
5	ГПП-ТП1	2	181,76	363,52	0,02		1	ВБбШВ-(3x150)	305	305	396,5

Схема внутризаводского электроснабжения приведена на рисунке 4.

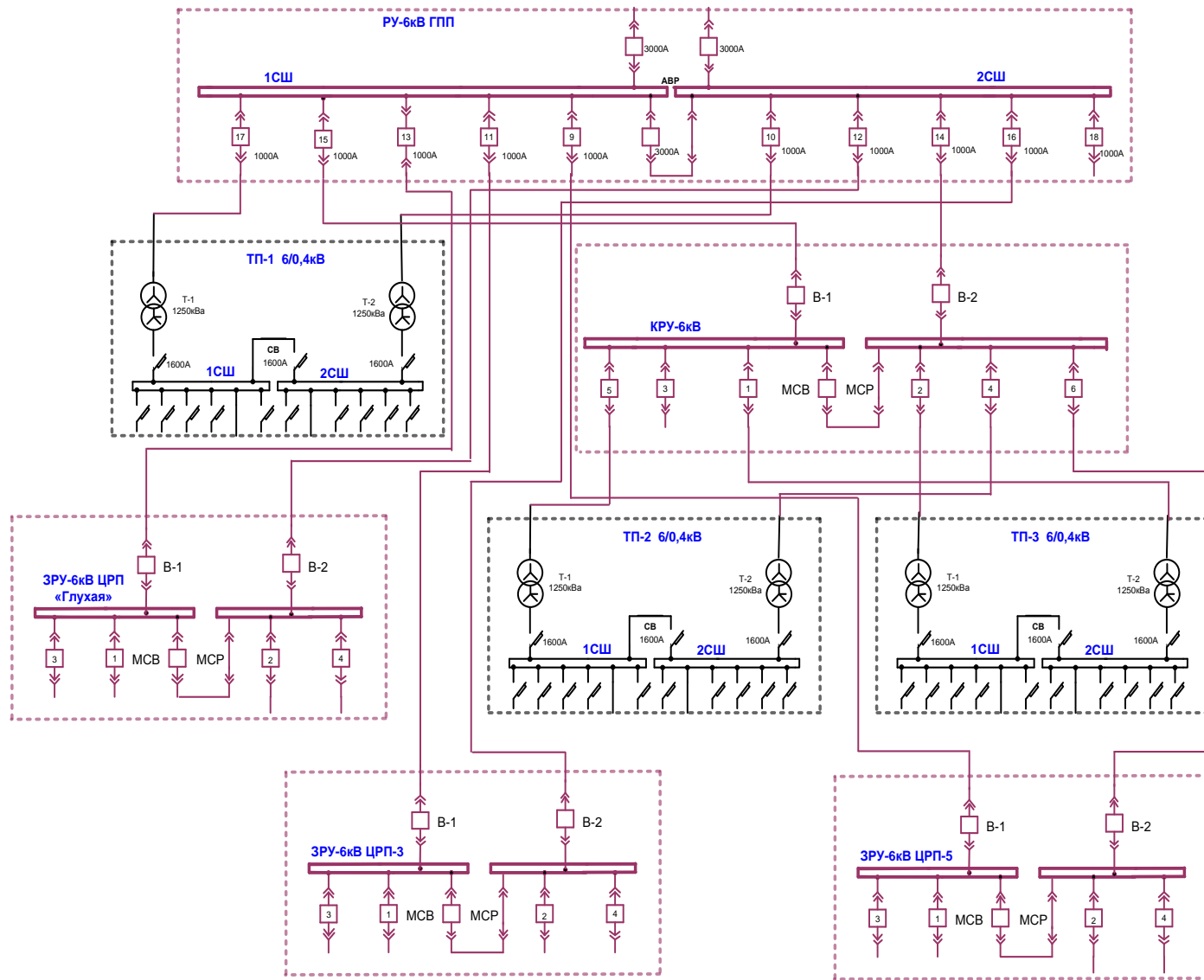


Рисунок 4 - Схема внутривозовского электроснабжения

1.6. Компенсация реактивной мощности

Для выбора компенсирующих устройств производим расчёт баланса мощностей. Схема распределения реактивных мощностей показана на рисунке 5.

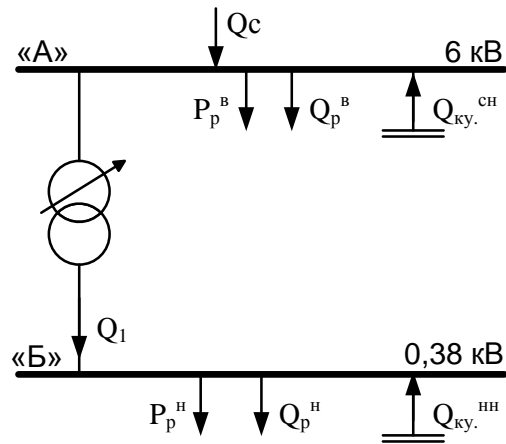


Рисунок 5 - Схема распределения реактивных мощностей

Реактивная мощность, поступающая из энергосистемы:

кВр

Реактивная мощность на шинах ГПП, напряжением 6 кВ (узел А):

$$Q_A = Q_c - Q_p^B = 6746,87 - 17094,14 = -10347,27 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{ку. расч}}^{\text{сн}} = 17094,14 - 6746,87 = 10347,27 \text{ кВАр};$$

Намечаем к установке конденсаторные установки типа: УК-6-1125-ЛУЗ.

Мощность выдаваемая конденсаторной установкой:

$$Q_{\text{ку}} = \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{сн}}}{U_{\text{НОМ.ку}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{ку.НОМ}} = \left(\frac{6}{6,3} \right)^2 \cdot 1125 = 1020,4 \text{ кВАр};$$

Расчётное число конденсаторных установок:

_____ шт;

Полная генерируемая расчётная мощность на шинах 6 кВ:

кВАр;

Реактивная мощность, которую могут пропустить цеховые трансформаторы:

Баланс мощностей на шинах 0,4 кВ (узел Б):

$$Q_B = Q_1 - Q_p^H = 2473,3 - 4351,28 = -1877,98 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{ку. расч}}^H = 4351,28 - 2473,3 = 1877,98 \text{ кВАр}.$$

Намечаем к установке конденсаторные установки типа УКБ-0,38-150У3.

Мощность, выдаваемая конденсаторной установкой:

$$Q_{\text{ку}} = \left(\frac{U_{\text{НН}}^{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ.ку}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{ку.НОМ}} = \left(\frac{0,4}{0,38} \right)^2 \cdot 150 = 166,2 \text{ кВАр};$$

Расчётное число конденсаторных установок:

Полная генерируемая расчётная мощность на шинах 0,4 кВ:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{НН}} = Q_{\text{ку}} \cdot n_{\text{ку.расч.}} = 166,2 \cdot 12 = 1994,4 \text{ кВАр};$$

Распределяем конденсаторные установки по ТП.

Для ТП-1:

Мощность, передаваемая со стороны ВН:

кВАр;

Необходимая мощность УК:

;

Устанавливаем 4×УКБ-0,38-150У3.

Общая мощность батарей в этом случае равна:

$$Q_{\text{БК}}^{\text{ТП-1}} = 4 \cdot 166,2 = 664,8 \text{ кВАр}.$$

Для ТП – 2:

Мощность, передаваемая со стороны ВН:

Необходимая мощность УК:

Устанавливаем 7×УКБ-0,38-150УЗ.

Общая мощность батарей в этом случае равна:

$$Q_{\text{БК}}^{\text{ТП-2}} = 7 \cdot 166,2 = 1163,4 \text{ кВАр.}$$

Для ТП-3:

$$\sigma = \frac{Q_{\text{рТП-1}}^{\text{НН}}}{Q_{\text{е}}^{\text{НН}}} = \frac{390,66}{4351,28} = 0,09$$

Мощность, передаваемая со стороны ВН:

Необходимая мощность УК:

кВАр.

Устанавливаем 1×УКБ-0,38-150УЗ.

Общая мощность батарей в этом случае равна:

$$Q_{\text{БК}}^{\text{ТП-1}} = 1 \cdot 166,2 = 166,2 \text{ кВАр.}$$

1.7. Выбор схемы внешнего электроснабжения.

Основные требования к схеме внешнего электроснабжения:

1. Необходимая надежность электроснабжения;
2. Простота и удобство в эксплуатации;
3. При аварийных ситуациях (выход из строя линии, трансформатора) оставшийся в работе элемент принимает на себя полностью или частично

нагрузку с учётом дополнительной перегрузки в послеаварийном режиме работы (трансформатор допускает перегрузку 40%, линии 30%);

4. Учитывать перспективу развития предприятия;

5. Обеспечивать возможность проведения ремонтных работ и послеаварийных работ.

1.7.1. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов для ГПП имеет существенное значение для рационального построения схем электроснабжения.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится по расчетной мощности пивоваренного завода с учетом коэффициента загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме, а также с учетом перегрузочной способности трансформатора.

При этом при выходе из работы одного трансформатора, оставшийся в работе должен обеспечивать стабильное электроснабжение предприятия на время замены или ремонта неисправного трансформатора с учетом возможного ограничения нагрузки без ущерба для основной деятельности предприятия.

На стороне ВН ГПП принимаем схему мостика. По условию бесперебойного электроснабжения количество трансформаторов на ГПП принимаем равным 2.

Напряжение ВЛ питающих ГПП принимаем $U_H = 110$ кВ.

Находим номинальную мощность трансформаторов ГПП

$$S_{p.tr} = \frac{S_{p.GPP}}{n_{tr} \cdot \beta}$$

где $\beta = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформатора.

————— кВА.

Выбираем для установки на ГПП трансформатор ТДН-25000/110.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$\beta = \frac{24223,82}{(2 \cdot 25000)} = 0,48.$$

В послеаварийном режиме:

$$1,4 \cdot S_{н.тр} > S_p^{гпп}$$

$$1,4 \cdot 25000 \text{ кВА} = 35000 \text{ кВА} > 24223,82 \text{ кВА}.$$

Таким образом, в послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора ГПП, оставшийся в работе обеспечит нормальное электроснабжение потребителей.

1.7.2. Выбор напряжения и сечения проводов ВЛ питающих ГПП

Производим выбор сечения проводов ВЛ питающих ГПП.

Расчетный ток одной цепи ВЛ:

$$I_p = \frac{(n_{тр} \cdot S_{тр})}{(n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H)} ;$$

$$I_p = \frac{(2 \cdot 25000)}{(2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110)} = 131,37 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п/авар} = \frac{(n_{тр} \cdot S_{тр})}{(n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H)} ;$$

$$I_{п/авар} = \frac{(2 \cdot 25000)}{(1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110)} = 262,74 \text{ А}.$$

Рассчитаем экономическое сечение ВЛ:

$$F_{ЭК} = \frac{I_p}{j_{ЭК}} = \frac{131,37}{1,1} = 119,43 \text{ мм}^2.$$

Принимаем для монтажа на ВЛ сталеалюминиевые провода ближайшего большего сечения марки АС – 120/19 с $I_{доп} = 380 \text{ А}$.

Проверяем ВЛ:

1. по нагреву:

$$1,3 \cdot I_{доп} > I_{р.макс} ;$$

$$1,3 \cdot 380 > 262,74 \text{ (A)} ;$$

$$494 > 262,74 \text{ (A)}.$$

2. по механической прочности:

Провода ВЛ-110 кВ должны быть сечением не менее 120 мм².

$$F_{\text{эк.ВЛ}} > F_{\text{min.мех}} ;$$

$$120 \geq 120 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

3. по допустимой потере напряжения:

$$l_{\text{дон}} = l \Delta U_{1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot K_z \geq l ;$$

где $l \Delta U_{1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, принимаем по справочной литературе [6, стр.90], км;

$$\Delta U_{\text{дон}\%} = 5\% \text{ – допустимая потеря напряжения;}$$

$$K_z = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} \text{ – коэффициент загрузки линии;}$$

$l_{\text{дон}}$ – допустимая длина линии, км;

l – фактическая длина линии, км;

$$l_{\text{дон}} = l \Delta U_{1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} \geq l$$

$$l_{\text{дон}} = 6,4 \cdot 5 \cdot \frac{380}{131,35} = 92,6 > 17,15 \text{ км.}$$

4. Проверка на корону:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 ,$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода [кВ/см];

E_0 – начальная напряженность возникновения коронного разряда [кВ/см];

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{cp}}}{r}\right)} ;$$

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right] ;$$

где $m = 0,82$ – коэффициент гладкости провода;

$\delta = 1,04$ – относительная плотность воздуха (зависит от атмосферного давления и температуры воздуха);

$r = 0,76$ см – радиус провода марки АС – 120;

$D_{cp} = 7,86$ м – для двухцепной стальной опоры на напряжение 110 кВ

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg\left(\frac{785}{0,76}\right)} = 17 \text{ кВ/см};$$

$$E_0 = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,76)^{0,38}} \right] = 35,7 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$18,2 \text{ кВ/см} \leq 32,2 \text{ кВ/см}$$

По результатам проверки выбранная ВЛ соответствует всем требованиям.

1.8. Выбор высоковольтного оборудования

При выборе электрооборудования в сети выше 1000 В в обязательном порядке проверяем его на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также по другим критериям выбора.

1.8.1. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

Расчет токов короткого замыкания производим для определения максимально возможных токов КЗ и последующей проверки проводников и аппаратов на термическую и электродинамическую стойкость во время КЗ.

При расчете токов КЗ в сетях выше 1000 В учитывается индуктивное сопротивление элементов сети: ЭД, трансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Целесообразно учитывать активное сопротивление, если $r_{сум} \geq x_{сум}/3$, где $r_{сум}, x_{сум}$ – суммарные активные и реактивные сопротивления сети от источника питания до места КЗ.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Величина базисного напряжения $U_б$ превышает номинальное на 5%. За базисную мощность $S_б$ принимают любое число кратное 10.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и схему замещения, с указанием точек КЗ. Расчет токов КЗ ведем на участке: Система–ГПП–КРУ6. Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему, представленную на рисунке 6 и схему замещения - рисунок 7.

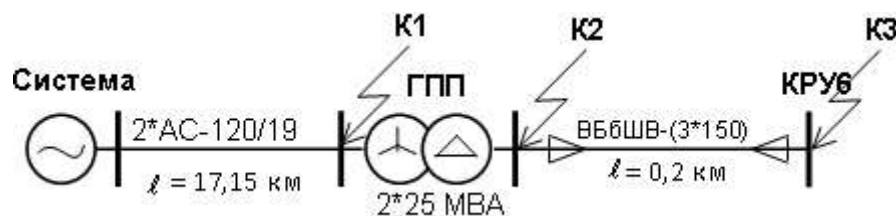


Рисунок 6 - Расчетная схема для участка: Система–ГПП–КРУ6

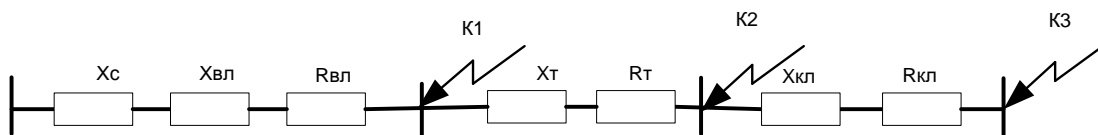


Рисунок 7 - Схема замещения для участка: Система–ГПП–КРУ6

Принимаем за базисные напряжения:

$$U_{бI} = 115 \text{ кВ}; U_{бII} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Принимаем базисную мощность: $S_б = 100 \text{ кВА}$.

Находим базисные токи:

$$I_{бI} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бI}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{бII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бII}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА};$$

Определяем сопротивления элементов.

Для воздушной линии:

где $x_0 = 0,414$ Ом/км - удельное индуктивное сопротивление провода марки АС-120/19 [6, табл. 7-35];
 $L = 17,15$ км – длина воздушной линии.

Для трансформатора марки ТДН-25000/110:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н.ТР}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42;$$

где $U_{\text{К}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

Для кабельной линии КЛ1:

$$X_{\text{КЛ1}} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{Б}}^2} = 0,079 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{2 \cdot 6,3^2} = 0,04;$$

где $x_0 = 0,079$ Ом/км – удельное индуктивное сопротивление кабеля марки ВББШВ-(3x150) [6, табл. 7-24].

Действующее значение тока КЗ в рассматриваемой точке:

$$I_{\text{К}} = \frac{I_{\text{Б}}}{Z_{\Sigma}}$$

где Z_{Σ} – полное приведенное сопротивление от источника до точки КЗ.

Величина ударного тока определяется согласно формуле:

$$i_{\text{у}} = K_{\text{у}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{К}}$$

где: $K_{\text{у}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени $T_{\text{а}}$, аperiodической составляющей времени тока КЗ определяется по кривой зависимости $k_{\text{уд}} = f(T_{\text{а}})$ [11, стр. 119].

По величине $I_K = I_\infty$ проверяют электрические аппараты и токоведущие части; по величине i_Y проверяют аппараты на динамическую стойкость.

Для точки К1:

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$Z_\Sigma = 0,085;$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1:

$$I_K = \frac{I_B}{Z_Y} = \frac{0,5}{0,085} = 5,9 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_Y = K_Y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,9 = 15,04 \text{ кА}$$

Для точки К2:

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$Z_\Sigma = 0,785;$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2:

$$I_K = \frac{I_B}{Z_Y} = \frac{9,18}{0,785} = 11,69 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_Y = K_Y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,69 = 29,8 \text{ кА}$$

Для точки К3:

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$Z_\Sigma = 0,921;$$

Действующее значение тока КЗ в точке К3:

$$I_K = \frac{I_B}{Z_Y} = \frac{9,18}{0,921} = 9,97 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К3:

$$i_Y = K_Y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,97 = 24,31 \text{ кА}$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	Z_{Σ}	I_K , кА	K_y	i_y , кА
К1	0,085	5,9	1,8	15,04
К2	0,785	11,69	1,8	29,8
К3	0.921	9,97	1,8	24,31

Рассчитанное по $j_{эк}$ сечение кабеля необходимо проверить на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

Условие проверки: $F_{min} \leq F_{реал}$.

Термически стойкое сечение равно:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{I_K \cdot \sqrt{t_{np}}}{C}$$

где $B_k = I_K^2 \cdot t_{np}$ – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

I_K – действующее значение тока КЗ на данном участке, кА;

$t_{np} = t_b + t_{рз} + T_a = 0,03 + 1 + 0,01 = 1,04$ с - время отключения КЗ;

$t_b = 0,03$ с – полное время отключения выключателя;

$t_{рз} = 1$ с – время действия основной защиты;

$T_a = 0,01$ с – аperiodическая составляющая затухания I_K ;

C – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника – для кабелей до 6 кВ с медными жилами:

$$C = 114 \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$$

По результатам расчетов токов КЗ проводим проверку выбранного сечения кабеля на участке ГПП – КРУ6; марка ВБбШВ-(3х150):

Определяем термически стойкое сечение:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{I_K \cdot \sqrt{t_{np}}}{C} = \frac{9,97 \cdot 10^3 \sqrt{1,04}}{114} = 89,2 \text{ мм}^2;$$

$$F_{min} = 89,2 < F_{реал} = 150 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение по термической стойкости проходит.

1.8.2. Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится по:

1. Напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{уст}};$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{уст}}$ – номинальное (установившееся) напряжение системы, кВ.

2. Длительному току:

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{р.м}} > I_{\text{мах}};$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток при номинальном напряжении, А;

$I_{\text{р.м}}$ – наибольший расчетный ток максимального режима, А;

$I_{\text{мах}}$ – наибольший ток послеаварийного режима, А.

3. Электродинамической стойкости при токах КЗ:

$$I_{\text{м.дин}} > i_{\text{уд}} \text{ и } I_{\text{дин}} > I_{\text{п.о}};$$

где $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$I_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение полного тока.

4. Отключающей способности:

$$I_{\text{н.о}} > I_{\text{п.т}};$$

где $I_{\text{н.о}}$ – ток отключения выключателя, А.

5. Термической стойкости:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_{\text{к}};$$

где $I_{\text{терм.}}^2$ – допустимый ток термической стойкости выключателя ;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока термической стойкости, с.

Результаты выбора заносим в таблицы 11 и 12.

Таблица 11 - Выбор выключателей 110 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные
	Выключатель: ВГТ-110-40/2500

$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_p = 262,74 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_k = 5,9 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 15,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 12 - Выбор выключателей отходящих фидеров 6 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные
	Выключатель: ВВЭ-М-10-31,5/1000У2
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 374,82 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_k = 9,97 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 24,31 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 102,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для вводных выключателей 6 кВ и секционного выключателя 6 кВ принимаем к установке выключатели ВВЭ-М-10-40/3150У2.

Параметры выбранных выключателей взяты с запасом, что даёт возможность некоторого увеличения мощности потребителей без замены выключателя и проведения реконструкции ГПП.

1.8.3. Выбор разъединителей

Разъединители выбираются по:

1. напряжению электроустановки;
2. длительному току;
3. электродинамической стойкости при токах КЗ;
4. термической стойкости.

Результаты расчётов выбора разъединителей приведем в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор разъединителей

Расчетные данные	Паспортные данные
	РНДЗ-2-110-2000УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_p = 262,74 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{уд} = 15,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1.8.4. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому в расчётах вторичных цепей его не учитывают.

Условия выбора трансформаторов тока:

1. По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном.та}$
2. По номинальному первичному току: $I_{уст} \leq I_{ном.та}$
3. По нагрузке вторичной цепи: $Z_2 \leq Z_{2н.та}$.

Необходимые проверки:

1. На динамическую стойкость к токам КЗ: $i_{уд} \leq i_{дин}$ или $k_{дин} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н.ТТ}}$;
2. На термическую стойкость: $B_K \leq (k_T \cdot I_{н.ТТ})^2 \cdot t_T$ или $B_K \leq I_{ТТ}^2 \cdot t_T$.

Выбираем трансформаторы тока на отходящих фидерах 6 кВ и трансформаторы тока 110 кВ.

Определяем вторичную нагрузку в цепи трансформатора тока. К вторичной обмотке трансформаторов тока включаются: амперметр, ваттметр,

счётчик электрической энергии и варметр. Данные по приборам занесём в таблицу 14.

Таблица 14 - Данные по измерительным приборам подключенным к ТТ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	Б	С
Амперметр	ЭЛ-2	1,73	---	---
Ваттметр	Д585	0,525	---	0,525
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	0,1	---	0,1
Варметр	Д335	0,5	---	0,5
$\Sigma S_{\text{приб}}$	---	2,855	---	1,125

Расчёт ведём по наиболее загруженной фазе.

Суммарное сопротивление приборов:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{2,855}{5^2} = 0,114 \text{ Ом};$$

где: $I_{2H} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток вторичной обмотки.

Определим сопротивление контрольного кабеля. Примем сечение кабеля равное $2,5 \text{ мм}^2$, длина кабеля 40 м, с учётом схемы соединения приборов:

$$l_{\text{расч}} = 1,5 \cdot 40 = 60 \text{ м};$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{1000}{\gamma \cdot F} \cdot l_{\text{расч}} = \frac{1000}{32 \cdot 2,5} \cdot 0,06 = 0,75 \text{ Ом};$$

$r_{\text{кон}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов.

Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей очень мало, поэтому им можно пренебречь, тогда полное сопротивление вторичной цепи:

$$Z_2 = \Sigma r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{кон}} = 0,128 + 0,75 + 0,1 = 0,98 \text{ Ом}$$

Полная мощность нагрузки вторичной цепи:

$$S_{2P} = I_{2H}^2 \cdot Z_2 = 5^2 \cdot 0,98 = 24,5 \text{ ВА}$$

Результаты расчётов выбора трансформаторов тока приведем в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 - Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные
	ТБМО-110
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н.та} = 110 \text{ кВ}$
$I_p = 262,74 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$Z_2 = 0,98 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,5 \text{ Ом}$
$i_{уд} = 15,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 16 - Выбор трансформаторов тока для отходящих фидеров 6 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные
	ТЛК-10
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{н.та} = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 374,82 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$Z_2 = 0,98 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 5 \text{ Ом}$
$i_{уд} = 24,31 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 102,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1.8.5. Выбор трансформаторов напряжения

Условия выбора трансформаторов напряжения:

1. По первичному номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{н.тн}$;
2. По типу и схеме соединения обмоток;
3. По погрешности: $N_{тн} \leq N_{доп}$;
4. По вторичной нагрузке.

На каждой секции шин 6 кВ ГПП устанавливаем антирезонансную трёхфазную группу измерительных трансформаторов напряжения со встроенными предохранителями 3хЗНОЛП-10. Во вторичную обмотку

трансформатора напряжения включают: ваттметр, вольтметр, счетчик электрической энергии и варметр. Данные по приборам занесем в таблицу 17.

Таблица 17 - Данные по измерительным приборам

Наименование прибора	Тип	$S_{нв}$ ВА	Число катушек	$\cos \phi$	Число приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э337	2,6	1	1	1	2,6	0
Ваттметр	Д-585	0,5	2	1	1	1,0	0
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3,0	0
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,38	8	11,4	27,8
Итого						29,4	55,6

Расчетная вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29,4^2 + 55,6^2} = 62,9 \text{ ВА}$$

Проведем проверку выбранного трансформатора напряжения 3хЗНОЛП-10 с классом точности 0,2S.

$$U_{н.тн} = 10 \text{ кВ} > U_{уст} = 6 \text{ кВ};$$

$S_{н.тн} = 150 \text{ ВА} > S_{2p} = 62,9 \text{ ВА}$, следовательно, выбранный трансформатор напряжения пригоден для установки.

Для установки на ОРУ-110кВ ГПП принимаем антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110.

Проведем проверку выбранного трансформатора напряжения НАМИ-110 с классом точности 0,2S [9, таблица 5-13].

$$U_{н.тн} = 110 \text{ кВ} > U_{уст} = 110 \text{ кВ}$$

$S_{н.тн} = 200 \text{ ВА} > S_{2p} = 62,9 \text{ ВА}$, следовательно, выбранный трансформатор напряжения пригоден для установки.

1.8.6. Обоснование выбора оборудования выше 1000 В

При выборе высоковольтных выключателей устанавливаемых на ГПП приходится выбирать из достаточно большого количества выключателей отечественного и зарубежного производства.

К высоковольтным выключателям предъявляются следующие требования:

- Надежное отключение любых токов вплоть до номинального тока отключения;
- Быстродействие;
- Пригодность для АПВ;
- Лёгкость ревизии и осмотра контактов;
- Взрыво- и пожаробезопасность;
- Удобство транспортировки и эксплуатации;

Среди выключателей на напряжение 6 кВ наиболее распространены маломасляные и вакуумные выключатели.

Рассмотрим их достоинства и недостатки.

1. Маломасляные выключатели.

Достоинствами маломасляных выключателей являются - небольшое количество масла, относительно малая масса, относительно удобный доступ к дугогасительным контактам. К недостаткам ВМ можно отнести взрыво- и пожароопасность, необходимость периодической доливки масла и контроля за его уровнем, частая замена масла (через каждые 10 аварийных отключений).

2. Вакуумные выключатели.

Достоинствами вакуумных выключателей являются – простота конструкции, малые размеры, высокая коммутационная способность, высокая надёжность, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения

окружающей среды, малые эксплуатационные расходы. Недостатки ВВ – сравнительно небольшие токи отключения и номинальные токи.

В качестве вариантов для установки в ЗРУ-6 кВ ГПП на отходящих фидерах рассмотрим маломасляный выключатель типа ВМПЭ-10-1000/20У2 с электромагнитным приводом и вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-10-20/1000У3. Сравнительные характеристики сведём в таблицу 18.

Таблица 18 - Сравнительные характеристики высоковольтных выключателей на напряжение 6 кВ

Сравнительная характеристика	ВМПЭ-10-1000/20 У2	ВВЭ-М-10-20/1000У3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	20
Ток /время термической стойкости, кА/с	20/3	20/3
Полное время отключения, с (не более)	0,11	0,04
Собственное время отключения, с (не более)	0,09	0,02
Собственное время включения, с (не более)	0,3	0,1
Предел коммутационной стойкости при токе 20 кА, откл.	10	50
Предел механической	17000	50000

прочности, циклов В-t-O		
Стоимость, тыс.руб.	65	90

По результатам указанным в таблице видно, что несмотря на большую стоимость, вакуумные выключатели обладают гораздо большим ресурсом по механической и коммутационной стойкости, меньшим временем включения и отключения, к тому же они пожаро- и взрывобезопасны, менее затратны в эксплуатации и не загрязняют окружающую среду в отличие от маломасляных выключателей.

На ОРУ-110 наиболее часто применяют элегазовые и маломасляные выключатели. Достоинства и недостатки маломасляных выключателей были рассмотрены выше. Рассмотрим достоинства и недостатки элегазовых выключателей: к достоинствам можно отнести пожаро- и взрывобезопасность, высокую отключающую способность, быстродействие, пригодность для наружной и внутренней установки, малый износ дугогасительных контактов. Недостатками являются необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки элегаза (SF₆), относительно высокая стоимость элегаза.

В качестве вариантов для установки на ОРУ-110 кВ ГПП рассмотрим маломасляный выключатель типа ВМТ-110-40/2500УХЛ1 и элегазовый выключатель типа ВГТ-110-40/2500УХЛ1 с пружинными приводами. Сравнительные характеристики приведем в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнительные характеристики высоковольтных выключателей на напряжение 110 кВ

Сравнительная характеристика	ВМТ-110-40/2500УХЛ1	ВГТ-110-40/2500УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	40	40

Ток /время термической стойкости, кА/с	40/3	40/3
Полное время отключения, с	0,035±0,005	0,055
Собственное время отключения, с	0,06	0,035
Собственное время включения, с (не более)	0,13	0,062
Предел коммутационной стойкости при токе 40 кА, откл.	10	20
Предел механической прочности, циклов В-т-О	5300	10000
Стоимость, тыс.руб.	1500	1750

По результатам сравнения отдаём предпочтение элегазовому выключателю, как имеющему лучшие временные характеристики, более надёжные условия гашения дуги, лучшие показатели коммутационной и механической стойкости, более удобному в эксплуатации: не требует устройств подогрева баков при низких температурах, расход элегаза на утечку и испарение составляет 0,5% в год, в то время как в ВМТ-110 для улучшения условий гашения дуги требуется переполнение колонн маслом с созданием избыточного давления путём закачки в колонны выключателя азота). В условиях низких температур, из-за старения уплотнений происходит снижение давления азота, поэтому необходим периодический контроль за давлением и при необходимости подкачка азота.

При выборе трансформаторов тока и напряжения учитывая широкое внедрение системы АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии) выбираем для установки на ОРУ-110 кВ

трансформаторы тока марки ТБМО-110, трансформаторы напряжения марки НАМИ-110 имеющие обмотки с классом точности 0,2S; для установки в ЗРУ-6 группу трансформаторов напряжения 3хЗНОЛП с аналогичным классом точности.

Для защиты оборудования ОРУ-110 от перенапряжений устанавливаем ОПН-110 марки ОПН 110/86-10(2) УХЛ1, в ЗРУ-6 устанавливаем ОПН-6/7,2-10(2) УХЛ1.

1.9. Учёт электрической энергии

Учёт полученной потребителем электроэнергии для денежного расчёта за нее называют расчётным учётом электроэнергии. Счетчики, предназначенные для расчётного учёта, называют расчётными счетчиками. Их устанавливают, как правило, на границе балансовой принадлежности электросети энергоснабжающей организации и потребителя.

В системе общего учёта расхода электроэнергии на промышленном предприятии важное место занимает технический учёт, то есть контроль расхода электроэнергии по цехам, энергоёмким агрегатам и линиям. Счетчики, устанавливаемые для технического учёта, называются счётчиками технического учёта. Технический учёт позволяет осуществлять контроль над соблюдением режимов электропотребления и является основой для составления энергобалансов на промышленном предприятии. Наличие такого учёта позволяет определить удельный расход электроэнергии на различные виды выпускаемой продукции.

Расчётные счётчики находятся на балансе и в эксплуатации энергоснабжающей организации, а технические - на балансе и в эксплуатации промышленных предприятий и их субабонентов.

Схема подключения счётчика электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 приведена на рисунке 8.

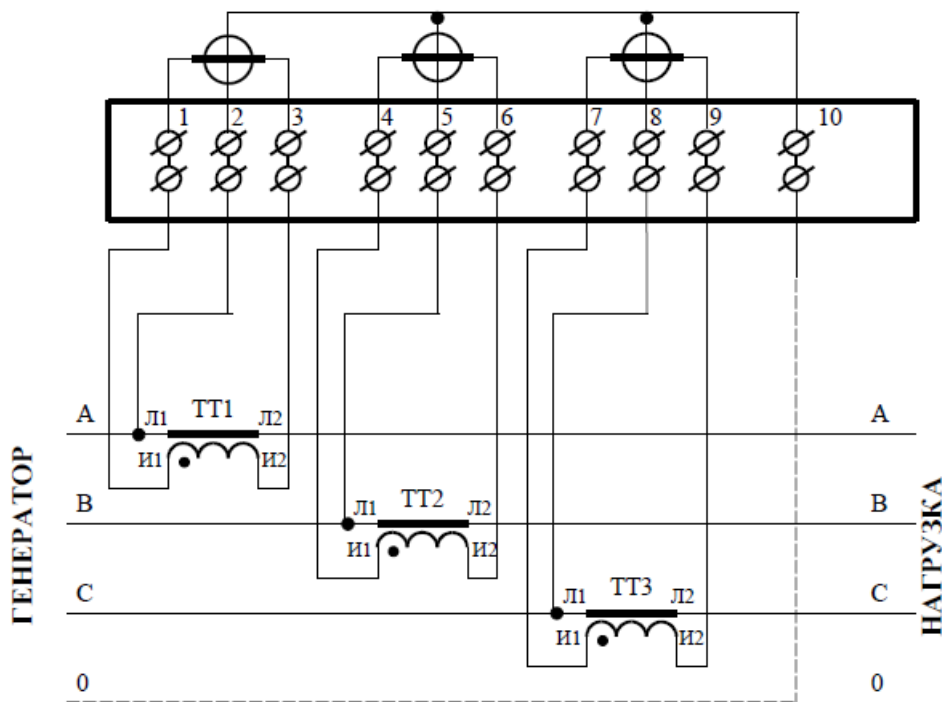


Рисунок 8 - Схема подключения счётчика электрической энергии к трёхфазной сети с помощью трёх трансформаторов тока

1.10 Защита электрооборудования

Релейная защита предназначена для защиты электрооборудования от аварийных режимов путём быстрого отключения повреждённого участка сети.

Релейная защита должна удовлетворять следующим требованиям:

Быстродействие – наименьшее время отключения повреждённого участка, что ограничивает область и степень повреждения защищаемого элемента.

Селективность – выявление и отключение только повреждённого элемента сети.

Надёжность – защита должна срабатывать только при подаче сигналов на срабатывание и не срабатывать при их отсутствии.

Чувствительность – способность реагировать на все виды повреждений и аварийных режимов в пределах зоны защиты и зоны резервирования.

Рассмотрим виды релейной защиты установленные на ГПП.

а) Защита трансформаторов Т-1-2-25000

- *Дифференциальная защита трансформаторов* выполнена на реле "ДЗТ-11" в трехфазном трехрелейном исполнении, защищает трансформатор от повреждений ошиновки 110, шинного моста 6 кВ и внутренних повреждений в силовом трансформаторе.

Зона действия дифференциальной защиты от трансформаторов тока ТБМО- 110/УХЛ1 300/5, установленных перед ВМ-110, до трансформаторов тока ТШЛ-10, установленных на шинном мосту 6 кВ.

Дифференциальная защита действует на отключение трансформатора без выдержки времени, т.е. отключаются мгновенно ВМ-110 и ввод 6 кВ этого трансформатора.

Работа данной защиты фиксируется бликерами, установленными на панелях защиты трансформаторов.

- *Газовая защита трансформатора* выполнена на реле Бухгольца QF-80-10; газовая защита РПН выполнена на реле Бухгольца QF-50-10. Она защищает трансформатор от внутренних повреждений обмоток, понижения уровня масла и выброса масла из РПН в расширитель.

Газовая защита действует: на сигнал – 1 ступень и отключение вводов 110, 6 кВ – 2 ступень. Газовая защита РПН действует на отключение вводов 110, 6 кВ.

Работа газовой защиты фиксируется бликерами «Газовая защита 1 ступень», «Газовая защита 2 ступень».

- *Максимальная токовая защита МТЗ-110* защищает трансформатор от сверхтоков в обмотках и является основной защитой шин 6кВ и резервной к дифференциальной и газовой защита трансформатора. МТЗ-110 выполнена в трехфазном, двухрелейном исполнении на реле РТ-40/10, которые подключены к трансформаторам тока ТБМО-110. МТЗ-110 действует на отключение ВМ-110 с выдержкой времени 2 сек. При коротком замыкании в зоне защиты МТЗ-110, т.е. на шинах 6 кВ одновременно происходит запуск МТЗ ввода 6 кВ и МТЗ ввода 110 кВ. С выдержкой времени 1сек. должен

отключиться ввод 6 кВ. Если происходит отказ ввода 6 кВ, то отключается ввод 110 кВ с выдержкой времени 2 сек.

МТЗ-110 выполнена с пуском по напряжению от ТН-6 кВ. При работе МТЗ 110 выпадает блинкер "МТЗ-110".

- *Защита от перегрузки* выполнена на стороне 6 кВ в однорелейном исполнении на реле РТ-40/6 и действует на сигнал с выдержкой времени "9 сек". Ток уставки равен 130 % номинального тока трансформатора. Работа перегруза фиксируется блинкером "Перегруз трансформатора" на панели защиты.

- *Обдув трансформаторов Т-1-2-25000 кВА* осуществляется автоматическим или ручным способом. Шкафы обдува установлены на силовом трансформаторе. Режим работы обдува устанавливается ключом управления в шкафу обдува. Автоматическое включение обдува осуществляется через термосигнализатор "ТС-100" при достижении температуры верхних слоев масла +550С или тока 100 % тока нагрузки. Отключение обдува происходит автоматически при снижении температуры до +500 С.

При положении ключа "ручное" обдув работает до тех пор, пока ключ не перевести в положение "О" или "Автоматика"

Питание цепей обдувки осуществляется со щита 0,4 через автоматы. Автоматика обдува запитана от шинок \pm ШС 220 В. При неисправности цепей обдува выпадает блинкер "Неисправность цепей обдува".

- *Перегрев масла.* При достижении температуры масла +950С работает предупредительная сигнализация и выпадает блинкер «перегрев масла» на панели защиты трансформатора.

- *При понижении уровня масла* в расширителе силового трансформатора выпадает блинкер "Понижение уровня масла" на панели защиты тр-ра.

б) Максимальная токовая защита ввода 6 кВ

МТЗ ввода 6 кВ выполнена в трехфазном, двухрелейном исполнении на реле РТ-40/10 с пуском по напряжению. Трансформаторы тока ТШЛ-10

3000/5 установлены на шинном мосту 6 кВ в ячейке ввода 6 кВ. МТЗ защищает шины 6 кВ от междуфазных коротких замыканий, а также является резервной защитой для фидеров 6 кВ, (т.е. срабатывает при отказе МТЗ фидеров 6 кВ). При включении ввода 6 кВ на короткое замыкание МТЗ будет работать с ускорением (т.е. ВМ-6 отключится с выдержкой времени "0,5"). Работа МТЗ ввода 6 кВ и ускорения фиксируется блинкерами на панели защиты трансформатора.

с) Максимальная токовая защита МСВ-6.

МСВ-6 служит для секционирования 1 и 2 секций шин 6 кВ. МТЗ МСВ-6 выполнена в двухфазном двухрелейном исполнении на реле РТ-40/20. МТЗ защищает шины от междуфазных замыканий и действует на отключение МСВ-6 с выдержкой времени "1 сек". Предусмотрено ускорение защиты (МТЗ) при включении на короткое замыкание. Работа защиты фиксируется блинкерами, установленными на панели защиты МСВ-6.

д) Защита фидеров 6 кВ.

Фидеры напряжением 6 кВ отходящих линий оборудованы максимальной токовой защитой в 2-х фазном, 2-х релейном исполнении на реле РТ-40. Время отключения от МТЗ 0,5 сек. Работа фиксируется блинкером, который установлен на фасаде ячейки фидера. При аварийном отключении ВМ-6 кВ от защиты работает звуковая и мигающая сигнализация. Снятие сигналов производится ключом управления отключившегося фидера путём поворота ручки ключа влево.

е) Автоматика АВР-6 кВ.

При нормальной схеме работы подстанции (т.е. в работе оба ввода 110 кВ, оба трансформатора Т-1-25000 и Т-2-25000, включены ввода 6 кВ № 1, № 2 и МСВ-6 отключен), вводится автоматическое включение резерва (АВР).

При срабатывании защиты силового трансформатора Т-1-25000 (дифференциальная защита, газовая, МТЗ 110), а также при исчезновении питания по ЛЭП-110 срабатывает АВР-6 Т-1, автоматически отключается ввод 6 кВ № 1 и включается МСВ-6 кВ .

1.10. Расчёт электроснабжения энергомеханического цеха

Произведем выбор сечений питающей сети и силовой распределительной сети, аппаратов защиты и управления энергомеханического цеха.

Условия выбора автоматических выключателей:

$$1. \quad I_{н.расц} \geq I_{дл} ; I_{ном.АВ.} \geq I_{ном.расц.}$$

2. $I_{кз} \geq 1,25I_{кр} = 1,25(I_{пуск.наиб.} + \sum I_{ном})$ – для группы ЭД в количестве до 5 штук включительно;

3. $I_{кз} \geq 1,25I_{кр} = 1,25[I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.})]$ – для группы ЭД больше 5 шт.,

где $I_{н.расц}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

$I_{кз}$ – номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ.

$I_{пуск.наиб.}$ – пусковой ток самого мощного ЭП, подключенного к ПР.

I_p – расчетный ток ПР.

K_u – коэф. использования самого мощного ЭП, подключенного к ПР.

$I_{ном.наиб}$ – номинальный ток самого мощного ЭП, подключенного к ПР.

Пример выбора автоматического выключателя для ПР1:

$$I_{ном.АВ.} \geq I_{ном.расц.}$$

$$I_{н.расц} \geq I_{дл} = I_{p ПР-1} = \frac{S_{p ПР-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 30,82 \text{ А}$$

$$I_{кз} \geq 1,25I_{кр} = 1,25(I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{н.наиб.})) = \\ = 1,25(77,5 + (30,81 - 0,14 \cdot 15,5)) = 132,68 \text{ А}$$

Используя справочную литературу [7] выбирается автоматический выключатель типа ВМ-40, у которого $I_{н.расц} = 33,3 \text{ А}$,
 $I_{кз} = 6,4 \cdot I_{н.расц.} = 6,4 \cdot 32 = 204,8 \text{ А}$.

Выбранные защитные аппараты для электроприёмников и ПР сведены в таблицы 20 и 21.

Выбор вводного автоматического выключателя для КТП:

$$I_{н.расц.} \geq I_{дл.} = I_{ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1804,2 A;$$

$$I_{кз} \geq 1,25I_{кр} = 1,25I_{тик.п / ст.} = 1,25(I_{пуск.наиб.} + (I_{ном.тр} - K_u \cdot I_{ном.наиб.})) = \\ = 1,25(440 + (1804,2 - 0,3 \cdot 88)) = 2219,1 A$$

Используя справочную литературу [7] выбирается автоматический выключатель типа ВА53–43, у которого $I_{н.расц.} = 2000 A$, $I_{кз} = 3 \cdot I_{н.расц.} = 3 \cdot 2000 = 6000 A$, из соображения селективности.

Таблица 20 - Защитные аппараты для электроприёмников

Приемник						Автоматический выключатель		
№ на плане цеха	Наименование электроприемника	P _н , кВт	I _н , А	I _{пуск} , А	I _{кр/Кп} , А	Тип автом. выкл.	I _{ном.авт.}	I _{н.тепл. расц./} I _{э.о.}
9,66,74	Станок фрезерный	11	22	110	44	ВА57-35	25	25/125
10	Станок фрезерный	7.5	15	75	30	ВА57-35	20	20/80
21	Станок токарный	10	20	100	40	ВА57-35	25	25/125
13,14,19,20 25-29,	Станок токарный	7,5	15	75	30	ВА57-35	20	20/80
22	Станок токарный	5	10	50	20	ВА57-35	16	16/80
17,59,67	Станок токарно-расточной	20	40	200	80	ВА57-35	50	50/250
15,65,73	Станок расточной	15	30	150	60	ВА57-35	40	40/160
4,8	Станок сверлильный	7,5	15	75	30	ВА57-35	20	20/80
11,60,68	Станок радиально-сверлильный	11,5	23	115	46	ВА57-35	25	25/125
6	Станок плоскошлифовальный	7,5	15	75	30	ВА57-35	20	20/80

7	Станок круглошлифовальный	6	12	60	24	BA57-35	16	16/80
12,61,69	Станок долбежный	7,5	15	75	30	BA57-35	20	20/80
18	Станок строгальный	8,8	18	90	36	BA57-35	20	20/100
30,62,70	Станок заточной	4,5	9	45	18	BA57-35	16	16/80
5	Мех. пила	7,5	15,5	77,5	16	BA57-35	20	20/80
40,41	Молот	13	26	130	52	BA57-35	31,5	31,5/160
43,63,71	Гильотина	40	80	400	160	BA57-35	100	100/500
42,64,72	Пресс	14	28	140	56	BA57-35	31,5	31,5/160
1,24,44	Кран-балка	6	12	60	24	BA57-35	16	16/80
33	Кран-балка	4,11	8,3	41,5	16,6	BA57-35	16	16/80
31	Кран-балка	3,48	7	35	14	BA57-35	16	16/80
50-57	Сварочный трансформатор	31	62	310	124	BA57-35	80	80/500
34	Устройство выдёргивания обмоток статора (УВОС)	1	2	10	4	АП-50Б	6,3	22,05
35	Устройство выдёргивания	2	4	20	8	АП-50Б	6,3	22,5

	обмоток статора (УВОС)							
48	Устройство воздушно-капельной пропитки статора	13	26	130	52	BA57-35	31,5	31,5/160
23	Вентилятор потолочный	6	20	100	40	BA57-35	25	25/125
39	Вентилятор	5	10	50	20	BA57-35	16	16/80
2	Вентилятор калорифера	1,2	3	15	6	BA57-35	16	16/80
58	Печь сушильная	50	100,8	100,8	201,6	BA52-33	160	125/300
16,32	Освещение	5	10	50	20	BA57-35	16	16/80
3	Освещение	2	5	25	10	АП-50Б	10	35
37,45-47	Освещение	1	2	10	4	АП-50Б	2,5	8,75
36,49	Освещение	0,5	1	5	2	АП-50Б	2,5	8,75
38	Освещение	0,4	0,85	4,25	1,7	АП-50Б	1,6	5,6

Таблица 21 - Защитные аппараты для силовых распределительных

пунктов

№ п/п	Тип ШР и число 3-х фазных секций	Идл, А	Икр, А	Тип авт.выкл.	Ин.а.	Ин.расц./ Икз
1	ПР11-3077 (8x60)	30,82	132,68	ВМ-40	32	33,3/204,8
2	ПР11-3077 (8x60)	49,83	210,21	ВМ-40	50	65/320
3	ПР11-3077 (8x60)	46,88	265,58	ВМ-40	50	65/320
4	ПР11-3077 (8x60)	35,61	110,94	ВМ-40	40	52/256
5	ПР11-3077 (8x60)	25,17	73,02	ВМ-40	32	33,3/204,8
6	ПР11-3077 (8x250)	91,16	504,76	ВА57-35	160	96/576
7	ПР11-3077 (8x60)	43,12	198,47	ВМ-40	50	65/320
8	ПР11-3077 (8x250)	211,09	420,34	ВА57-35	250	250/500
9	ПР11-3077 (8x250)	211,09	420,34	ВА57-35	250	250/500
10	ПР11-3077 (4x250)	100,8	100,8	ВА52-33	160	125/700
11	ПР11-3077 (8x250)	101,87	515,47	ВА52-33	160	125/700
12	ПР11-3077 (8x250)	101,87	101,87	ВА52-33	160	125/700

ТП			1341,76	ВА53–43	3000	2000/ 4000
----	--	--	---------	---------	------	---------------

Выбираем сечения линий питающих электроприёмники.

Условие выбора проводников:

$$\frac{I_p}{K_{np.}} = \frac{I_m}{K_{np.}} \leq I_{доп.};$$

$K_{np.}$ – коэффициент прокладки проводника, принимаем равным 1, т.к. кабель прокладывается по стене на лотках.

Пример расчёта для линии ТП – ПР1:

$$I_{ном} = I_p = I_{эл} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20,26}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 30,82 \text{ A};$$

Используя справочную литературу [3, стр.66] выбирается кабель марки АНРГ-(4×10), у которого $I_{доп} = 45 > 27,99 \text{ A}$.

Выбранное сечение необходимо проверить по допустимой потере напряжения $\Delta U_p \% = \Delta U_o \cdot I_p \cdot l$,

где ΔU_o – потеря напряжения в 3-х фазных сетях [%/А·км], принимаем по справочной литературе [6, стр.91];

I_p – расчётный ток;

l – длина проводника.

$$\Delta U_p \% = 1 \cdot 30,82 \cdot 0,02 = 0,62\% < 5\% ;$$

Пример расчёта сечения кабеля ответвления к сверлильному станку:

$$I_{ном} = \frac{I_p}{K_n} = \frac{15,5}{0,75} = 20,67 \text{ A};$$

Используя справочную литературу [3, стр.66] выбирается провод марки ВВГ 4×4, у которого $I_{доп} = 35 > 20,67 \text{ A}$

Пример согласования ответвления и защитного аппарата к сверлильному станку :

$$\text{Условие согласования: } I_{доп.} \geq \frac{K_3 I_3}{K_{np.}},$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток проводника, А;

$K_з$ – коэффициент защиты, принимаем равным 0,33 для сетей, не требующих защиты от перегрузки согласно [3, стр.54];

$I_з$ – номинальный ток автомата, А;

$K_{пр.}$ – коэффициент прокладки проводника, принимаем согласно [3, стр.79], $K_{пр.}=0,75$ при прокладке проводов в трубах;

$$35 > \frac{0,33 \cdot 25}{0,75} = 11 A$$

Это означает, что ответвление и защитный аппарат к сверлильному станку выбраны верно, так как они удовлетворяют всем условиям проверки .

Остальные расчеты выполняются аналогично. Результаты расчётов заносим в таблицы 23 и 24.

Таблица 22 - Выбор сечений линий питающей сети цеха

№ п/п	Номер линии на плане цеха	Назначение участка линии питающей сети	Расчетная нагрузка Sp, кВА	Расчетный ток Ip, А	Длина линии l, км	Способ прокладки	Коэффициент прокладки, К	Марка кабеля	Сечение, выбранное из условия допустимого нагрева Sn, мм ²	Допустимый длительный ток Idоп, А	cosφ	Расчетные потери напряжения ΔUp, %	Потери напряжения на 1 А·км, ΔU0, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Л-1	ТП – ПР1	20,26	30,82	0,02	<i>На стене, на лотках</i>	1	АНРГ	(4x10)	45	0,65	0,62	1
2	Л-2	ТП – ПР2	32,76	49,83	0,03		1	АНРГ	(4x16)	60	0,64	1	0,67
3	Л-3	ТП – ПР3	30,82	46,88	0,04		1	АНРГ	(4x10)	45	0,70	1,99	1,06
4	Л-4	ТП – ПР4	23,41	35,61	0,05		1	АНРГ	(4x10)	45	0,74	2,01	1,13
5	Л-5	ТП – ПР5	16,55	25,17	0,06		1	АНРГ	(4x4)	27	0,62	3,47	2,3
6	Л-6	ТП – ПР6	59,93	91,16	0,07		1	ВВГ	(4x25)	95	0,65	2,01	0,315
7	Л-7	ТП – ПР7	28,35	43,12	0,08		1	АНРГ	(4x10)	45	0,82	4,3	1,25
8	Л-8	ТП – ПР8	138,77	211,09	0,04		1	ВВГ	(4x95)	220	0,35	1,1	0,132
9	Л-9	ТП – ПР9	138,77	211,09	0,06		1	ВВГ	(4x95)	220	0,35	1,67	0,132
10	Л-10	ТП – ПР10	66,27	100,8	0,1		1	ВВГ	(4x35)	120	0,95	2,82	0,28
11	Л-11	ТП – ПР11	66,97	101,87	0,06		1	ВВГ	(4x35)	120	0,6	1,48	0,242
12	Л-12	ТП – ПР12	66,97	101,87	0,08		1	ВВГ	(4x35)	120	0,6	1,97	0,242

Таблица 23 - Марки питающих проводов для электроприемников

<i>Приёмник</i>				<i>Ответвление к ЭП</i>		
<i>№ на плане цеха</i>	<i>Наименование электроприёмника</i>	<i>P_н, кВт</i>	<i>I_p, А</i>	<i>Марка и сечение проводника, мм²; I_д, А</i>	<i>С_п прокл.</i>	<i>Длина, м</i>
1	2	3	4	5	6	7
1	Кран-балка	6	12	ВВГ 4×1,5; I _д =20	В трубах	10
2	Вентилятор калорифера	1,2	3	ВВГ 4×1,5; I _д =20		3
3	Освещение цеха	2	4	ВВГ 4×1,5; I _д =20		70
4	Станок сверлильный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		5
8	Станок сверлильный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		15
5	Мех. пила	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		6
6	Станок плоскошлифовальный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		7
7	Станок круглошлифовальный	6	12	ВВГ 4×1,5; I _д =20		10
9	Станок фрезерный	11	22	ВВГ 4×2,5; I _д =26		3
10	Станок фрезерный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		15
11	Станок радиально-сверлильный	11,5	23	ВВГ 4×2,5; I _д =26		5
12	Станок долбежный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		7
13	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		13
14	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		8
15	Станок расточной	15	30	ВВГ 4×6; I _д =46		8,5
16	Освещение	5	10	ВВГ 4×1,5; I _д =20		50
17	Станок токарно-расточной	20	40	ВВГ 4×6; I _д =46		7
18	Станок строгальный	8,8	19	ВВГ 4×2,5; I _д =26		7
19	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		8
20	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		5
21	Станок токарный	10	20	ВВГ 4×2,5; I _д =26		12
22	Станок токарный	5	10	ВВГ 4×1,5; I _д =20		6

23	Вентилятор потолочный	6	12	ВВГ 4×1,5; I _д =20	8
24	Кран-балка	6	12	ВВГ 4×1,5; I _д =20	20
25	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20	5
26	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20	5
27	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20	8
28	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20	7
29	Станок токарный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20	11
30	Станок заточной	4,5	9	ВВГ 4×1,5; I _д =20	12
31	Кран-балка	3,48	7	ВВГ 4×1,5; I _д =20	9
32	Освещение	5	10	ВВГ 4×1,5; I _д =20	20
33	Кран-балка	4,11	8,3	ВВГ 4×1,5; I _д =20	30
34	УВОС	1	2	ВВГ 4×1,5; I _д =20	8
35	УВОС	2	4	ВВГ 4×1,5; I _д =20	8
36	Освещение	0,5	1	ВВГ 4×1,5; I _д =20	15
37	Освещение	1	2	ВВГ 4×1,5; I _д =20	20
38	Освещение	0,4	0,85	ВВГ 4×1,5; I _д =20	18
39	Вентилятор	5	10	ВВГ 4×1,5; I _д =20	6
40	Молот	13	26	ВВГ 4×6; I _д =46	10
41	Молот	13	26	ВВГ 4×6; I _д =46	12
42	Пресс	14	28	ВВГ 4×6; I _д =46	15
43	Гильотина	40	80	ВВГ 4×25; I _д =107	12
44	Кран-балка	6	12	ВВГ 4×1,5; I _д =20	60
45	Освещение	1	2	ВВГ 4×1,5; I _д =20	25
46	Освещение	1	2	ВВГ 4×1,5; I _д =20	15
47	Освещение	1	2	ВВГ 4×1,5; I _д =20	8
48	УВКПС	13	26	ВВГ 4×6; I _д =46	7
49	Освещение	0,5	1	ВВГ 4×1,5; I _д =20	28
50	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81	5

51	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81	В трубах	5
52	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81		12
53	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81		10
54	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81		15
55	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81		6
56	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×16; I _д =81		8
57	Сварочный трансформатор	31	62	ВВГ 4×25; I _д =107		12
58	Печь сушильная	50	100,8	ВВГ 4×25; I _д =107		10
74	Станок фрезерный	11	22	ВВГ 4×2,5; I _д =26		5
59	Станок токарно-расточной	20	40	ВВГ 4×6; I _д =46		8
60	Станок радиально-сверлильный	11,5	23	ВВГ 4×2,5; I _д =26		12
61	Станок долбежный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		5
62	Станок заточной	4,5	9	ВВГ 4×1,5; I _д =20		10
63	Гильотина	40	80	ВВГ 4×25; I _д =107		15
64	Пресс	14	28	ВВГ 4×16; I _д =81		15
65	Станок расточной	15	30	ВВГ 4×6; I _д =46		7
66	Станок фрезерный	11	22	ВВГ 4×2,5; I _д =26		15
67	Станок токарно-расточной	20	40	ВВГ 4×6; I _д =46		15
68	Станок радиально-сверлильный	11,5	23	ВВГ 4×6; I _д =46		10
69	Станок долбежный	7,5	15	ВВГ 4×1,5; I _д =20		5
70	Станок заточной	4,5	9	ВВГ 4×1,5; I _д =20		7
71	Гильотина	40	80	ВВГ 4×25; I _д =107		12
72	Пресс	14	28	ВВГ 4×6; I _д =46		15
73	Станок расточной	15	30	ВВГ 4×6; I _д =46	8	

1.11.2 Построение эпюры отклонений напряжения

Построим эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин КРУ-6 до самого мощного электроприёмника (ПР-10 – Печь сушильная) при максимальном и минимальном режимах.

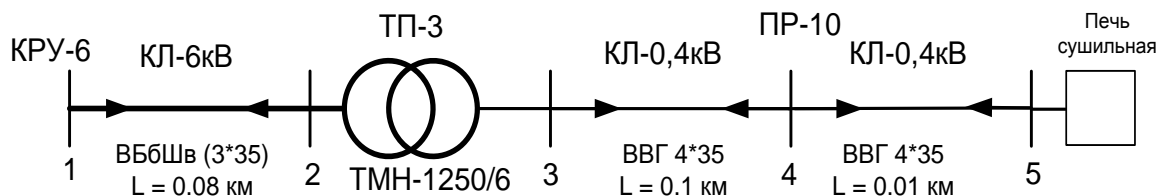


Рисунок 9 – Схема для расчёта отклонений напряжения

Отклонение напряжения:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{10U_i^2};$$

где ΔU_{ij} – отклонение напряжения на соответствующем участке сети, %;

P_{ij} – поток активной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВт;

Q_{ij} – поток реактивной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВар;

$R_{ij} = r_{oij} \cdot l_{ij}$ – активное сопротивление линии соответствующего участка сети, мОм,

здесь r_{oij} – удельное активное сопротивление линии соответствующего участка сети, Ом/км, принимаемое, согласно справочной литературе [3, стр.139], l_{ij} – длина линии соответствующего участка сети, км;

U_i – напряжение в начале соответствующего участка сети, кВ;

Отклонение напряжения на цеховом трансформаторе, %:

$$\Delta U_m = \beta_m U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2 + \frac{\beta_m^2}{200} U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2 ,$$

$\beta_m = \frac{S_{ij}}{S_{н.тр.}}$ – фактический коэффициент загрузки цехового

трансформатора, здесь S_{ij} – поток мощности, передаваемый через цеховой трансформатор, кВа,

$S_{н.тр.}$ – номинальная мощность цехового трансформатора, кВа;

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} - \text{активная составляющая напряжения короткого}$$

замыкания цехового трансформатора, %, здесь $\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности при КЗ, кВт, принимаем согласно [4, стр.215];

$$U_p = \sqrt{(U_k)^2 - (U_a)^2} - \text{реактивная составляющая напряжения короткого}$$

замыкания цехового трансформатора, %, здесь U_k – напряжение короткого замыкания, %, принимаем согласно справочной литературе [4, стр.218];

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_m}{\sqrt{(P - \Delta P_m)^2 + (Q - \Delta Q_m)^2}} - \text{коэффициент мощности для}$$

вторичной нагрузки цехового трансформатора, здесь P – поток активной мощности, передаваемой через цеховой трансформатор, кВт, Q – поток реактивной мощности, передаваемой через цеховой трансформатор, кВар, $\Delta P_m = 0,02S$ – потери активной мощности в цеховом трансформаторе, кВт, $\Delta Q_m = 0,1S$ – потери реактивной мощности в цеховом трансформаторе, кВар;

$\sin \varphi_2$ – соответствующий $\cos \varphi_2$ синус для вторичной нагрузки цехового трансформатора.

Расчет максимального режима:

Участок 1-2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10U_1^2};$$

$$R_{12} = r_{012} \cdot L_{12} = 0,52 \cdot 0,08 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot L_{12} = 0,095 \cdot 0,08 = 0,0076 \text{ Ом};$$

$$P_{12} = P_{p12} = 516,75 \text{ кВт}; \quad Q_{12} = Q_{p12} = 390,66 \text{ кВар};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{516,75 \cdot 0,04 + 390,66 \cdot 0,0076}{10 \cdot 6,3^2} = 0,06\%;$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{12} = 0,06 \cdot \frac{6300}{100} = 3,78 \text{ В};$$

$$U_2 = 6300 - 3,78 = 6296,22 \text{ В};$$

Участок 2-3:

$$\Delta U_{23} = \beta_m U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2 + \frac{\beta_m^2}{200} U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2 ,$$

$$U_a \% = \frac{\Delta P_\kappa}{S_{н.мп}} \cdot 100\% = \frac{13}{1250} \cdot 100\% = 1,04\%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_\kappa^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,04^2} = 5,4\%$$

$$\beta_m = \frac{\sqrt{516,75^2 + 390,66^2}}{1250} = 0,55$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 689,83 = 13,8 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = 0,1 \cdot 689,83 = 68,98 \text{ кВАр}$$

$$P_2' = P_{12} - \Delta P_m = 516,78 - 13,8 = 502,95 \text{ Вт}$$

$$Q_2' = Q_{12} - \Delta Q_m = 390,66 - 68,98 = 321,68 \text{ кВАр}$$

$$S_2' = \sqrt{P_2'^2 + Q_2'^2} = \sqrt{502,95^2 + 321,68^2} = 597,02 \text{ кВА}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2'}{S_2'} = \frac{502,95}{597,02} = 0,84 \quad \sin \varphi_2 = \frac{Q_2'}{S_2'} = \frac{321,68}{597,02} = 0,54$$

$$\Delta U_{23} = 0,55 \cdot (0,84 + 5,4 \cdot 0,54) + \frac{0,55^2}{200} \cdot (0,54 - 5,4 \cdot 0,84) = 0,07\%$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН:

$$6296,22 - 2,07 \cdot \frac{6296,22}{100} = 6165,89 \text{ В}$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = 400 \cdot \frac{6165,89}{6300} = 391,49 \text{ В}$$

Участок 3-4:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} R_{34} + Q_{34} X_{34}}{10 U_3^2} ;$$

$$R_{34} = r_{034} \cdot L_{34} = 0,53 \cdot 0,1 = 0,053 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{034} \cdot L_{34} = 0,088 \cdot 0,1 = 0,0088 \text{ Ом}$$

$$P_{34} = P_{ПР-10} = 50 \text{ кВт} \quad Q_{34} = Q_{ПР-10} = 43,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_{34} = \frac{50 \cdot 0,053 + 43,5 \cdot 0,0088}{10 \cdot (390,37 \cdot 10^{-3})^2} = 1,99\% ;$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{34} = 1,99 \cdot \frac{391,49}{100} = 7,79 \text{ В}$$

$$U_4 = 391,49 - 7,79 = 383,7 \text{ В}$$

Участок 4-5:

$$R_{45} = 0,53 \cdot 0,01 = 0,0053 \text{ Ом}$$

$$X_{45} = 0,088 \cdot 0,01 = 0,00088 \text{ Ом}$$

$$P_{45} = P_{ЭП} = 50 \text{ кВт} \quad Q_{45} = 43,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_{45} = \frac{50 \cdot 0,0053 + 43,5 \cdot 0,00088}{10 \cdot (382,63 \cdot 10^{-3})^2} = 0,21\%;$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{45} = 0,21 \frac{383,7}{100} = 0,8 \text{ В}$$

$$U_5 = 383,7 - 0,8 = 382,9 \text{ В}$$

Расчет минимального режима:

Для определения потоков мощностей для минимального режима воспользуемся характерным суточным графиком электрических нагрузок:

$$P_{\min} = 0,75 \cdot P_{\max} = 0,75 \cdot 516,75 = 387,56 \text{ кВт}$$

$$Q_{\min} = 0,9 \cdot Q_{\max} = 0,9 \cdot 390,66 = 351,6 \text{ кВАр}$$

Участок 1-2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_1^2};$$

$$R_{12} = r_{012} \cdot L_{12} = 0,52 \cdot 0,08 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot L_{12} = 0,095 \cdot 0,08 = 0,0076 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{387,56 \cdot 0,04 + 351,6 \cdot 0,0076}{10 \cdot 6,3^2} = 0,046\%;$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{12} = 0,046 \cdot \frac{6300}{100} = 2,9 \text{ В}$$

$$U_2 = 6300 - 2,9 = 6297,1 \text{ В}$$

Участок 2-3:

$$\Delta U_{23} = \beta_m U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2 + \frac{\beta_m^2}{200} U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2 ,$$

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{н.мп}} \cdot 100\% = \frac{13}{1250} \cdot 100\% = 1,04\%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{\kappa}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,04^2} = 5,4\%$$

$$\beta_m = \frac{\sqrt{387,56^2 + 351,6^2}}{1250} = 0,42$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 523,29 = 10,47 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = 0,1 \cdot 523,29 = 52,33 \text{ кВАр}$$

$$P_2' = P_{12} - \Delta P_m = 387,56 - 10,47 = 377,09 \text{ кВт}$$

$$Q_2' = Q_{12} - \Delta Q_m = 351,6 - 52,33 = 299,27 \text{ кВАр}$$

$$S_2' = \sqrt{P_2'^2 + Q_2'^2} = \sqrt{377,09^2 + 299,27^2} = 481,41 \text{ кВА}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2'}{S_2'} = \frac{377,09}{481,41} = 0,78 \quad \sin \varphi_2 = \frac{Q_2'}{S_2'} = \frac{299,27}{481,41} = 0,62$$

$$\Delta U_{23} = 0,42 \cdot 0,78 + 5,4 \cdot 0,62 + \frac{0,42^2}{200} \cdot 0,62 - 5,4 \cdot 0,78 = 75\%$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН:

$$6297,1 - 1,75 \frac{6297,1}{100} = 6186,9 \text{ В}$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = 380 \frac{6186,9}{6300} = 373,2 \text{ В}$$

Участок 3-4:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} R_{34} + Q_{34} X_{34}}{10 U_3^2};$$

$$R_{34} = r_{034} \cdot L_{34} = 0,53 \cdot 0,1 = 0,053 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = x_{034} \cdot L_{34} = 0,088 \cdot 0,1 = 0,0088 \text{ Ом}$$

$$P_{34} = P_{ПР-10} = 50 \text{ кВт} \quad Q_{34} = Q_{ПР-10} = 43,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_{34} = \frac{50 \cdot 0,053 + 43,5 \cdot 0,0088}{10 \cdot (373,2 \cdot 10^{-3})^2} = 2,18\%;$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{34} = 2,18 \cdot \frac{373,2}{100} = 8,14 \text{ В}$$

$$U_4 = 373,2 - 8,14 = 365,06 \text{ В}$$

Участок 4-5:

$$R_{45} = 0,53 \cdot 0,01 = 0,0053 \text{ Ом}$$

$$X_{45} = 0,088 \cdot 0,01 = 0,00088 \text{ Ом}$$

$$P_{45} = P_{ЭП} = 50 \text{ кВт} \quad Q_{45} = Q_{ЭП} = 43,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_{45} = \frac{50 \cdot 0,0053 + 43,5 \cdot 0,00088}{10 \cdot (364,09 \cdot 10^{-3})^2} = 0,23\%;$$

Или в вольтах: $\Delta U_{45} = 0,23 \cdot \frac{365,06}{100} = 0,84 \text{ В}$

$$U_5 = 365,06 - 0,84 = 364,22 \text{ В}$$

Расчет послеаварийного режима:

Так как потребители энергомеханического цеха относятся ко 2-й категории электроприёмников и, следовательно, допускают перерыв в электроснабжении на время оперативных переключений (перевод нагрузки на второй трансформатор ТП-3 в нормальном состоянии находящийся в резерве и работающий на холостом ходу) проверка для послеаварийного режима не производится.

Результаты расчетов, для построения эпюры отклонений напряжения максимального и минимального режимов, сводим в таблицу 24.

Таблица 24 - Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

	Максимальный режим	Минимальный режим
$\Delta U_{12}, \%$	0,06	0,046
$\Delta U_{12}, \text{В}$	3,78	2,9
$\Delta U_{23} = \Delta U_m, \%$	2,07	1,75
$\Delta U_{23} = \Delta U_m, \text{В}$	130,33	110,2
$\Delta U_{34}, \%$	1,99	2,18
$\Delta U_{34}, \text{В}$	7,79	8,14
$\Delta U_{45}, \%$	0,21	0,23
$\Delta U_{45}, \text{В}$	0,8	0,84
$U_{\text{ном}}, \text{В}$	382,9	364,22

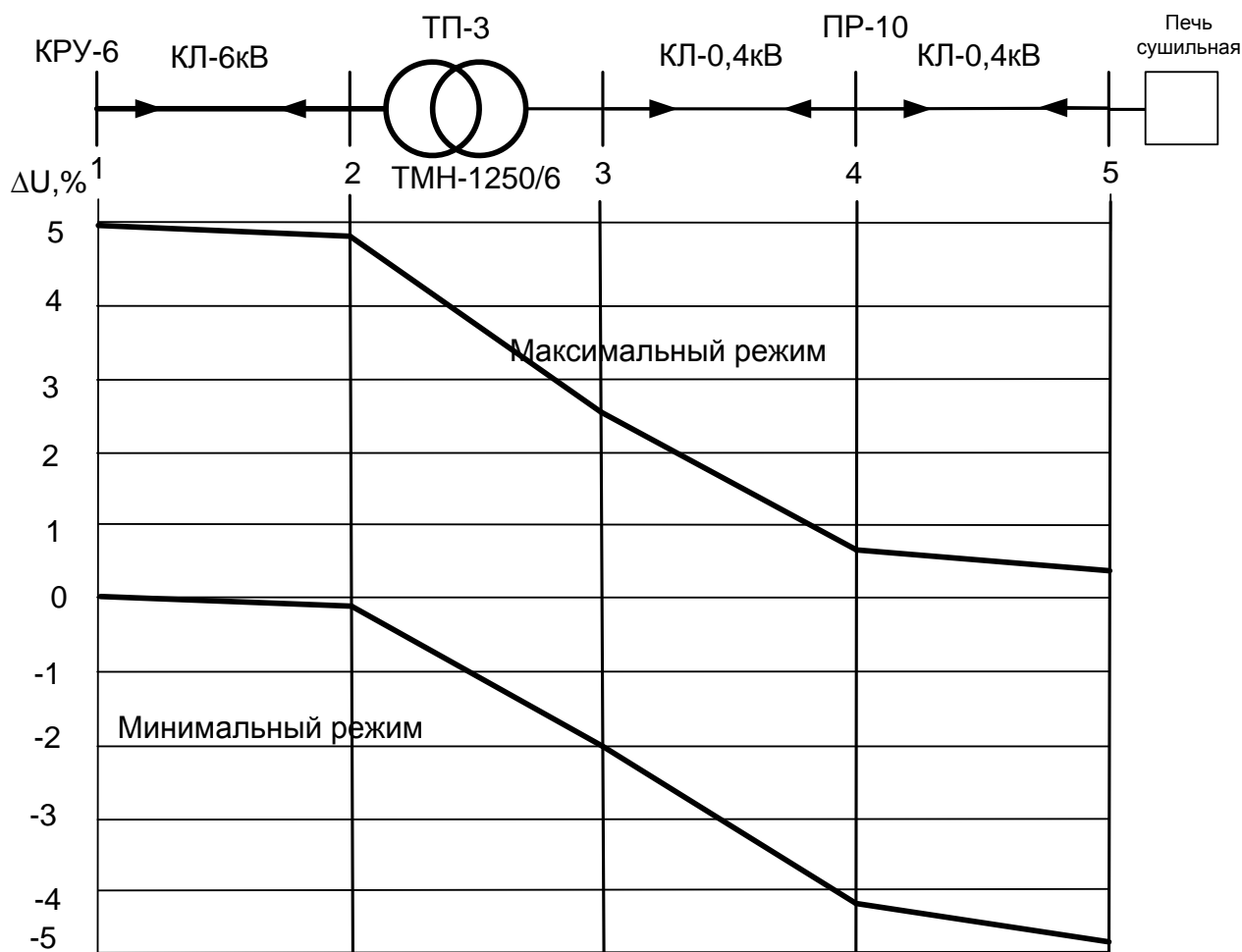


Рисунок 10 - Эпюры отклонений напряжения

По результатам построенной эпюры отклонения напряжений видно, что отклонения напряжения в максимальном и минимальном режиме входят в установленные нормы.

1.11.3. Расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети

Расчёт токов КЗ в сети от ТП до самого мощного электроприёмника цеха имеет следующие особенности:

Принимаем мощность системы $S_c = \infty$. При этом напряжение на шинах подстанции считается неизменным при К.З. в сети до 1000 В;

При расчёте учитываются все активные и реактивные сопротивления до точки К.З. всех элементов сети: силового трансформатора, сопротивление токовой катушки автоматического выключателя и переходное сопротивление

контактов, сопротивление первичной обмотки трансформаторов тока, сопротивление проводов и кабелей;

Расчёт ведётся в именованных единицах, напряжение берётся на 5% выше номинального напряжения сети. Принимаем $U = 400\text{В}$, действующая

величина тока короткого замыкания $I_k = U / \sqrt{3}Z_{\Sigma}$.

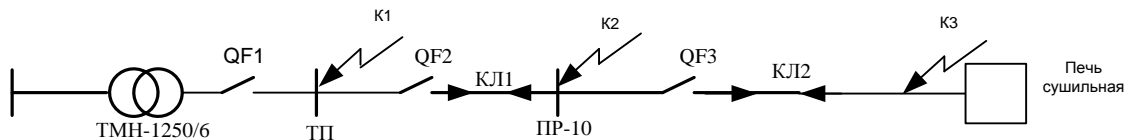


Рисунок 11 - Схема расчета токов короткого замыкания для сети ниже 1000В

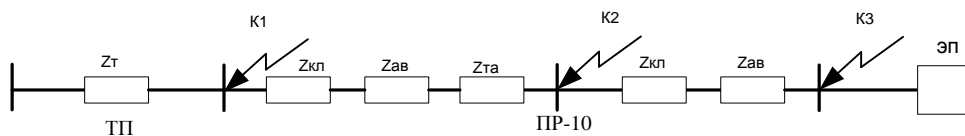


Рисунок 12 – Схема замещения участка цеховой сети

Расчёт токов КЗ для точки К1:

$$R_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2}{S_{н.мп.}^2} = \frac{13 \cdot 400^2}{1250^2} = 1,33 \text{ мОм} - \text{активное сопротивление трансформатора.}$$

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{н.мп.}} = \frac{13 \cdot 100\%}{1250} = 1,04\% - \text{активная составляющая напряжения К.З.};$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,04^2} = 5,4\% - \text{реактивная составляющая напряжения К.З.};$$

$$X_m = \frac{U_p\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{н.мп.}} = \frac{5,4}{100} \cdot \frac{400^2}{1250} = 6,91 \text{ мОм} - \text{реактивное сопротивление трансформатора;}$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_m^2 + X_m^2} = \sqrt{1,33^2 + 6,91^2} = 7,04 \text{ мОм}$$

$$I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 7,04} = 32,84 \text{ кА};$$

$$i_{y1} = I_{k1} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{y01} = 32,84 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,85 = 69,26 \text{ кА}$$

где K_u – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a , апериодической составляющей времени тока к.з., определяется по кривой, зависимости $k_{уд} = f(T_a)$.

Согласно [4, стр.128] принимаем $K_{y01} = 1,85$:

Расчёт токов К.З. для точки К2:

Принимаем для автоматического выключателя, согласно [1, стр.65], следующие величины:

$R_k = 0,7 \text{ мОм}$ – активное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$X_k = 0,5 \text{ мОм}$ – реактивное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$R_{пер} = 0,6 \text{ мОм}$ – переходное сопротивление контактов.

Для трансформатора тока, согласно [1, стр.65], при коэффициенте трансформации $K_T = 200/5$ сопротивление первичных обмоток трансформатора тока: $R_{та2} = 0,42 \text{ мОм}$; $X_{та2} = 0,67 \text{ мОм}$.

Для кабеля ВВГ– (4×35) рассчитаем активное и реактивное сопротивления:

$$R_{каб} = r_o \cdot l = 0,53 \cdot 0,1 \cdot 10^3 = 53 \text{ мОм}$$

$$X_{каб} = x_o \cdot l = 0,088 \cdot 0,1 \cdot 10^3 = 8,8 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{(R_m + R_k + R_{пер} + R_{каб} + R_{ТА2})^2 + (X_m + X_k + X_{каб} + X_{ТА2})^2} = Z_{\Sigma K2} = \\ = \sqrt{(1,33 + 0,7 + 0,6 + 53 + 0,42)^2 + (6,91 + 0,5 + 8,8 + 0,67)^2} = 62,66 \text{ мОм}$$

$$I_{к2} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{\Sigma K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 62,66} = 3,69 \text{ кА}$$

Согласно [4, стр.128] принимаем $K_{y02} = 1,02$;

$$i_{y2} = I_{к2} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{y02} = 3,69 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,02 = 4,29 \text{ кА}.$$

Расчёт токов К.З. для точки К3:

Для провода $ВВГ-4 \times 35$ рассчитаем активное и реактивное сопротивления:

$$R_{каб} = r_o \cdot l = 0,53 \cdot 0,01 \cdot 10^3 = 5,3 \text{ мОм}$$

$$X_{каб} = x_o \cdot l = 0,088 \cdot 0,01 \cdot 10^3 = 0,88 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma} = 6,6 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma} = 1,38 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma_{к3}} = \sqrt{(R_{\Sigma 2} + R)^2 + (X_{\Sigma 2} + X)^2} =$$

$$= \sqrt{(55,55 + 6,6)^2 + (16,88 + 1,38)^2} = 69,53 \text{ мОм}$$

$$I_{к3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{\Sigma_{к3}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 69,53} = 3,32 \text{ кА}$$

Согласно [4, стр.128] принимаем $K_{y03} = 1$;

$$i_{y3} = I_{к3} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{y03} = 3,32 \cdot \sqrt{2} \cdot 1 = 4,71 \text{ кА}$$

1.11.4 Построение карты селективности действия аппаратов

защиты для участка цеховой сети

Карта селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети 0,4 кВ от вводного автомата на подстанции до самого мощного электроприёмника строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты.

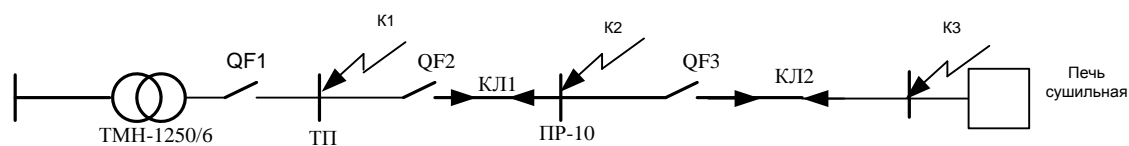


Рисунок 13 - Цепочка защит для построения карты селективности

На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей и предохранителя);
- значения токов К.З. в сети 0,4 кВ.

Все данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты систематизируем в виде таблиц 25 и 26.

Таблица 25 - Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Ток	Электроприёмник	Силовой распределительный шкаф ПР №10	Подстанция ТП	Значение тока КЗ в соотв. точках, кА		
	Печь сушильная			1	2	3
Расчётный ток, А	100,8	100,8	1049,33	32,84	3,69	3,32
Пиковый ток, А	-	-	1462,93			
Номинальный ток, А	-	250	-			
Пусковой ток, А	-	-	-			

Таблица 26 - Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА53-43	2000	4000
ВА52-33	125	700
ВА52-33	125	300

Защитные характеристики автоматических выключателей, которые необходимо использовать для построения карты селективности действия аппаратов защиты, приведены в справочной литературе [7].

Полученная карта селективности приведена на рисунке 14.

Цифрами на карте обозначены:

- 1- Ток пункта распределительного ПР-10;
- 2- Ток ЭП (Печь сушильная) $I=2$;
- 3- Защитная характеристика автомата ВА53-43;
- 4- Защитная характеристика автомата ВА52-33;
- 5- Защитная характеристика автомата ВА52-33;
- 6- Ток КЗ в точке К1;
- 7- Ток КЗ в точке К2;
- 8- Ток КЗ в точке К3;

По карте селективности видно, что защитные аппараты выбраны правильно и обеспечивают селективное отключение поврежденного участка электрической сети.

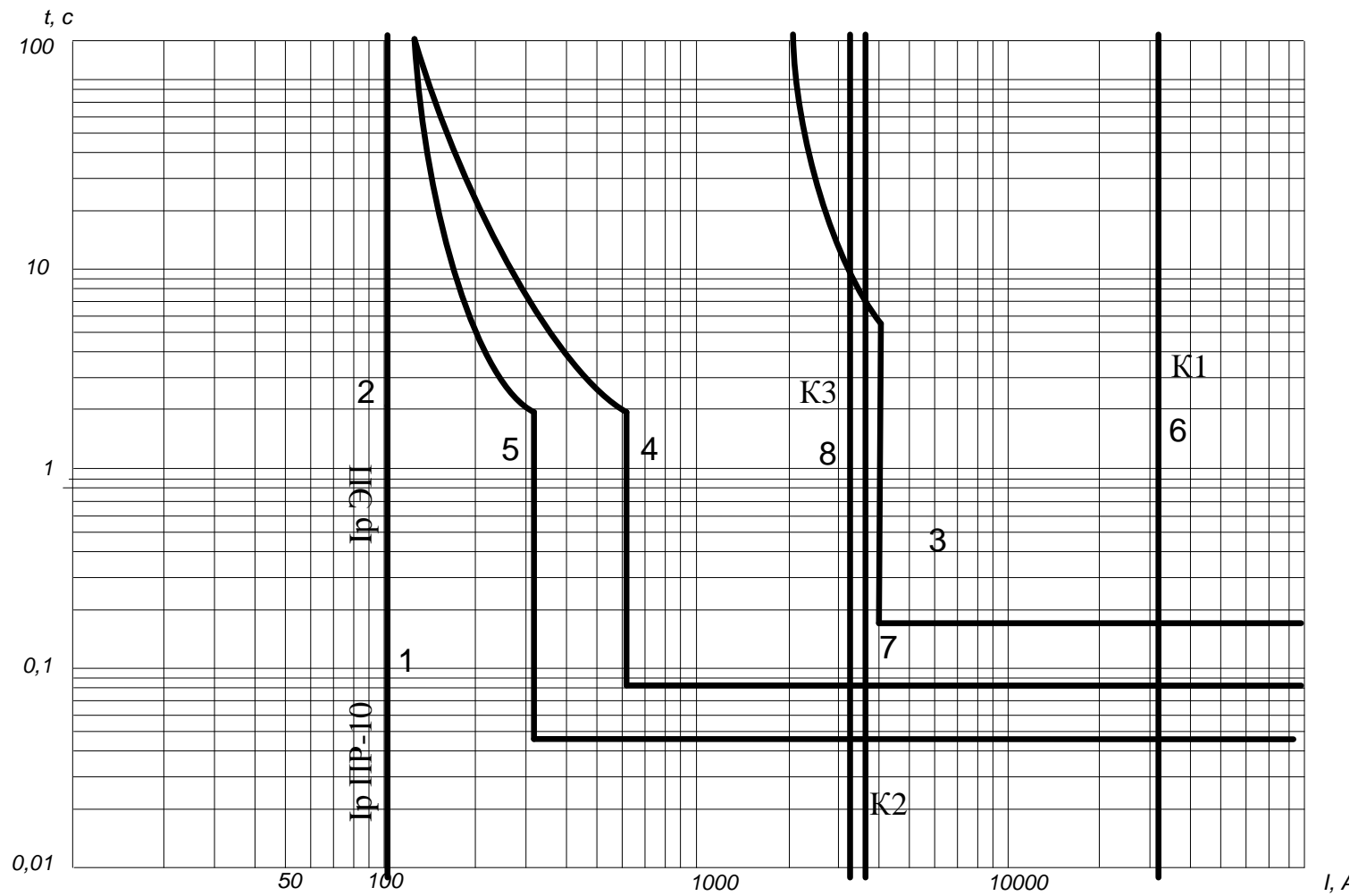


Рисунок 14 - Карта селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети 0,4 кВ от вводного автомата на трансформаторной подстанции до самого мощного электроприёмника (ПР-10 - Печь сушильная)

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована система электроснабжения ОАО «Шахта Распадская» г. Междуреченск.

В результате произведённых расчётов определены:

- полная расчетная нагрузка энергомеханического цеха методом упорядоченных диаграмм

($P_p = 516,35$ кВт, $Q_p = 390,66$ кВАр, $I_p = 1049,33$ А);

- расчетная нагрузка ОАО «Шахта Распадская» с учетом освещения в целом методом коэффициента спроса (потребители 0,4 кВ: $P_p = 4265,5$ кВт, $Q_p = 4351,28$ кВАр, потребители 6 кВ: $P_p = 18854$ кВт, $Q_p = 17094,14$ кВАр);

- мощность компенсирующих устройств (на шинах 6 кВ $Q_{ном} = 7142,8$ кВАр, на шинах 0,4 кВ $Q_{ном} = 1994,4$ кВАр);

- полная расчетная мощность ГПП ($S_{р.гпп} = 24223,82$ кВА).

По результатам расчета нагрузки по цехам предприятия построена картограмма нагрузок для потребителей 0,4 кВ с выделенным сектором осветительной нагрузки, определен центр электрических нагрузок. Принято решение о незначительном смещении ГПП по условиям рельефа окружающей местности.

Произведён расчёт количества и мощности цеховых трансформаторных подстанций. Электроснабжение энергомеханического цеха осуществляется от трансформаторной подстанции ТП - 3, которая располагается на расстоянии 280 м от ГПП. Питание подстанции 110/6 кВ «Распадская-2» осуществляется от подстанции «Междуреченская» по двухцепным воздушным линиям напряжением 110 кВ. Питающие линии выполняются проводом марки АС-120/19. На ГПП, с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителя первой категории, устанавливаются два трансформатора типа ТДН – 25000/110. Со стороны напряжения 110 кВ принята схема «мостика» с выключателями в цепи линий 110 кВ и ремонтной перемычкой со стороны питающих линий

РУ 6 кВ ГПП принимаем закрытой. На стороне 6 кВ принимаем одиночную систему шин секционированную масляным выключателем с устройством АВР.

На цеховых ТП используются двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами номинальной мощностью 1250 кВА. Питание цеховых ТП производится по двухцепным кабельным линиям напряжением 6 кВ марки ВБбШв.

Произведен расчет токов к.з. в сети выше 1000 В, по результатам расчета произведена проверка КЛ по термической прочности и выбор высоковольтного оборудования.

При расчете электроснабжения энергомеханического цеха произведен выбор вводного автоматического выключателя для ТП - 3: ВА53 – 43 (2000/4000 А), вводных выключателей для ПР, автоматических выключателей для отходящих линий. Выбран тип кабельных линий, питающих цеховые электроприемники 0,4 кВ, марок ВВГ и АНРГ.

Построены эпюры отклонения напряжения для максимального, минимального режимов работы. Суммарные потери напряжения по участкам сети не превысили допустимых значений (для минимального, максимального режимов $\pm 5\%$).

По результатам расчета токов к.з. в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия аппаратов защиты токовой сети. Из построения видно, что все аппараты работают селективно.

В разделе производственной безопасности были рассмотрены опасные и вредные факторы, воздействующие на рабочих на главной понизительной подстанции и предложены меры к устранению этих факторов, или снижению величины их воздействия.

В экономической части рассмотрены SWOT-анализ системы энергоснабжения, составлена смета технического проекта, определен показатель ресурсоэффективности проекта.

Список литературы:

1. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: учебное пособие / М.А. Мельников. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 167с.
2. Барченко Т.Н., Закиров Р.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Томск, изд. ТПИ им. С.М. Кирова, 1988. – 96 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчёт и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.
4. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов вузов по специальности «Электропривод и автоматизация промышленных установок» - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1986. – 400 с., ил.
5. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича.
6. Гаврилин А.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2001. – 94 с.
7. Кабышев А.В. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.
8. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124с.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового

проектирования: Учеб пособие для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности электроустановок потребителей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с.: ил.

11. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.: ил.

12. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М. Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

13. Волкова Л. Методика проведения SWOT-анализа // http://market.narod.ru/S_StrAn/SWOT.html.

14. Криницына З.В., И.Г. Видяев Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебно-методическое пособие – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

15. Криницына З.В. Ресурсоэффективность отрасли: Учебное пособие /З.В.Криницына. – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2013. – 182 с.

16. ГОСТ 12.0.003–74 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

17. ГОСТ 12.0.0.002–80 «Система стандартов безопасности труда. Термины и определения».

18. ПОТ РМ–012–2000 «Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте».

19. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

20. Кнорринг Г.М. и др.Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг, И.М. Фадин, В.Н. Сидоров –

2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 1992. – 448с.: ил.

21. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.