

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»
Кафедра «Техника и технологии в металлургии»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой, к.т.н.

_____ Т.В. Баяндина
_____ 2018г.

Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение
автоматической системы контроля управления электроэнергией цеха «Сетей
и подстанций» ПАО «Комбинат «Магnezит»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
13.03.02.2018.816.00 ПЗ.ВКР

Руководитель препод.
_____ С.Р. Король
«___» _____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ДО – 514
_____ А.М. Глушков
«___» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
к.и.н., доцент
_____ Т.Н. Наволокина
«___» _____ 2018 г.

Челябинск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НИУ)»
Кафедра «Техника и технологии в металлургии»
Направление 13.03.02 «Электротехника и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Т.В. Баяндина
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Глушкова Александра Михайловича

Группа ДО-514

1 Тема работы:

Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией цеха «Сетей и подстанций» ПАО «Комбинат «Магнезит».

утверждена приказом по университету от 04.04.2018 г. № 650

2 Срок сдачи студентом законченной работы 6.07.2018

3 Исходные данные к работе

1	Задание для выполнения выпускной квалификационной работы
2	Нормативно-техническая литература
3	Материалы курсовых проектов
4	Отчеты по производственной и преддипломной практикам

4 Содержание расчетно-пояснительной записки

1	Титульный лист
2	Задание
3	Аннотация
4	Содержание
5	Введение
6	Сравнение передовых зарубежных и отечественных технологий и решений
7	Общая характеристика ГПП «Огнеупор»
8	Определение расчетных электрических нагрузок
9	Расчет компенсации реактивной мощности
10	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов
11	Расчет питающих линий

12	Расчет токов короткого замыкания
13	Выбор оборудования напряжением 110 кВ
14	Выбор оборудования на напряжение 35 кВ
15	Выбор оборудования напряжением 6 кВ
16	Анализ проблем управления электропотребления
17	Проектирование АСКУЭ
18	Организационно- экономический раздел
19	Безопасность жизнедеятельности
20	Заключение
21	Библиографический список
22	Приложения

5 Перечень вопросов, подлежащих разработке

1	Анализ отечественных и передовых зарубежных технологий и решений
2	Сбор исходных данных для разработки выпускной квалификационной работы
3	Изучение технической литературы и нормативной документации
4	Анализ схемы электроснабжения
5	Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования ГПП «Огнеупор»
6	Разработка архитектуры АСКУЭ, выбор ее компонентов, а также их производителей
7	Разработка мероприятий по технике безопасности
8	Расчет технико-экономических показателей

6 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в виде презентаций в программе Power Point)

1	Название ВКР – Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией цеха «Сетей и подстанций» ПАО «Комбинат «Магнезит»
2	Цель, задачи и актуальность работы
3	Сравнение передовых зарубежных и отечественных технологий и решений
4...5	Основная часть разработки. Приводятся однолинейные схемы проектируемой АСКУЭ, основные результаты выбора и решения
6	Экономический эффект от внедрения АСКУЭ
7	Основные результаты работы. Возможные пути дальнейшего решения вопросов (развития работы)

7 Календарный план выполнения ВКР

№п/п	Наименование этапов выполнения выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы
1	Поиск и исследование литературы по теме выпускной квалификационной работы	28.04.2018–06.05.2018
2	Разработка и согласование с руководителем 1 и 2-го разделов ВКР	07.05.2018–15.05.2018
3	Подбор, изучение и проработка практических материалов, разработка и согласование с руководителем 3 и 4-го разделов ВКР	16.05.2017–15.06.2018
4	Согласование с руководителем введения, выводов и предложений	16.06.2018–20.06.2018
5	Сдача ВКР для нормоконтроля	21.06.2018–29.06.2018
6	Проверка ВКР на заимствование в системе «Антиплагиат»	29.06.2018–01.07.2018
7	Представление ВКР на кафедру	02.07.2018
8	Подготовка доклада и графического материала	03.07.2018–09.07.2018
9	Проведение предварительной защиты ВКР	10.07.2018
10.	Защита выпускной квалификационной работы	14.07.2018

8 Дата выдачи задания 05.02.2018

Руководитель _____ С.Р. Король

(подпись) (И.О. Ф.)

Задание принял к исполнению _____ А.М. Глушков

(подпись студента) (И.О. Ф.)

АННОТАЦИЯ

Глушков А.М. Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией цеха «Сетей и подстанций» ПАО «Комбинат «Магнезит». – Челябинск: ЮУрГУ, ТТМ; 2018, 106 с., 7 ил., 33 табл., 7 прил., 7 л. графической части в виде презентаций в программе Power Point,, библиографический список – 21 наим.

В выпускной квалификационной работе произведена разработка проекта модернизации ГПП «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией ЦСиП ПАО «Комбинат «Магнезит».

Целью работы является разработка проекта модернизации главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией ЦСиП ПАО «Комбинат Магнезит».

В ходе выполнения работы был осуществлен расчет токов короткого и произведен выбор электрооборудования ГПП «Огнеупор». Произведен выбор компонентов автоматической системы контроля управления электроэнергией ЦСиП ПАО «Комбинат «Магнезит».

В экономической части рассчитан экономический эффект от внедрения АСКУЭ.

					13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Дата</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Глушков А.М.</i>				Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией цеха «Сетей и подстанций» ПАО «Комбинат «Магнезит»	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Король С.Р.</i>					<i>ВКР</i>	<i>5</i>	<i>106</i>
<i>Н. контр.</i>	<i>Наволокина Т.Н.</i>					ЮУрГУ		
<i>Утв.</i>	<i>Баяндина Т.В.</i>					Кафедра ТТМ		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГПП «ОГНЕУПОР»	15
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	17
4 РАСЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	20
5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	21
6 РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	24
7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	27
8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ	39
8.1 Выбор линейного разъединителя	39
8.2 Выбор трансформатора напряжения	40
8.3 Выбор выключателя	40
8.4 Выбор трансформатора тока	41
8.5 Выбор шин	44
9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35 кВ	46
9.1 Выбор выключателя	46
9.2 Выбор трансформатора тока	46
9.3 Выбор трансформатора напряжения	47
9.4 Выбор шин	49
10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 кВ	52
10.1 Выбор трансформатора напряжения	52
10.2 Выбор трансформатора тока	52
10.3 Выбор выключателей	55
10.4 Выбор шин	57
11 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	59

12 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АСКУЭ	63
12.1 Общие сведения об АСКУЭ	63
12.2 Выбор преобразователя.....	65
12.3 Выбор счетчика	71
12.4 Выбор логометра	73
13 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	77
13.1 Расчёт единовременных затрат	77
13.2 Расчет текущих затрат для проектируемого варианта	79
13.3 Расчет текущих затрат для базового варианта.....	82
13.4 Экономический эффект от внедрения АСКУЭ	86
14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	89
14.1 Краткая характеристика ГПП «Огнеупор»	89
14.2 Модернизация ГПП «Огнеупор», как источник воздействия на окружающую среду	90
14.3 Отходы при производстве работ по модернизации ГПП «Огнеупор»	93
14.4 Перечень мероприятий по охране труда	94
14.5 Обоснование всех принятых технических решений, обеспечивающих пожарную безопасность ГПП «Огнеупор» ...	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	98
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	101
ПРИЛОЖЕНИЕ В	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	106

ВВЕДЕНИЕ

ПАО «Комбинат «Магнезит» – крупнейший производитель огнеупорных порошков, основными потребителями которых являются предприятия металлургической, цементной, химической и других отраслей промышленности.

Ускорение научно-технического процесса диктует необходимость создания современных надёжных систем электроснабжения промышленных предприятий, автоматизированных систем управления электрооборудованием и диспетчеризации. Поэтому основные задачи, решаемые при модернизации системы электроснабжения, заключается в оптимизации параметров этих систем путём правильного выбора напряжений, определении электрических нагрузок, высоких требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств регулирования напряжения, правильное построение схемы электроснабжения, соответствующей оптимальному уровню надёжности. Не последнее дело в подобных проектах модернизации занимает автоматические системы контроля управления электроэнергией.

Поэтому выбранная тематика выпускной квалификационной работы является весьма актуальной.

Целью работы является разработка проекта модернизации главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией Цеха Сетей и Подстанций ПАО «Комбинат «Магнезит».

Для обеспечения выполнения данной цели необходимо решить ряд задач:

- рассчитать токи короткого замыкания;
- произвести выбор оборудования всех уровней напряжения;
- изучить проблемы контроля управлением электропотребления на рассматриваемом предприятии;
- разработать оптимальную структурную схему автоматической системы контроля и управления электропотреблением.

Объектом исследования является ГПП «Огнеупор», а предметом исследования – комплекс технических, организационных и экономических мероприятий, связанных с модернизацией объекта настоящего исследования.

Практическая значимость настоящей работы заключается в возможности ее реализации на практике на рассматриваемом предприятии.

1 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Выбор любой системы контроля и управления электропотреблением определяется исключительно с позиций технической политики конкретного предприятия, поэтому перейдем к ее рассмотрению более подробно ниже.

Техническая политика в области развития средств диспетчерского и технологического управления в ПАО «Комбинат «Магнезит» определяется созданием Единой технологической сети связи (ЕТСС). ЕТСС создается как телекоммуникационная основа для единой информационной инфраструктуры с целью обеспечения всех видов информационного взаимодействия, необходимых для надежного функционирования комбината.

В составе ЕТСС предусматриваются две составляющие:

- корпоративная сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения производственной деятельности электроэнергетики;
- технологическая сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения управления технологическими процессами в производстве.

Создаваемая ЕТСС обеспечивает в ПАО «Комбинат «Магнезит»:

- передачу всех видов информации пользовательских (технологических и корпоративных) сетей по единой транспортной среде, включая телеметрическую информацию и сигналы телеуправления, технологическую и диспетчерскую телефонию;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи (IP телефонии и видеоконференцсвязи и др.), создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции всех существующих структур связи электроэнергетического комплекса комбината с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство.

Существующие технологические сети связи базируются на кабельных линиях связи (КЛС), волоконно-оптических линиях связи (ВОЛС),

высокочастотных каналах, организованных по воздушным линиям электропередачи (ВЧ – каналы по ВЛ), УКВ и КВ радиосвязи, арендованных каналах связи.

Стоит отметить, что состояние технических средств связи комбината не соответствует современному уровню требований систем сбора и передачи технологической информации. Сеть связи более чем на 70 % является аналоговой и не обеспечивает нужного качества, надежности, скорости и объемов передачи технологической информации различного вида и назначения. Поэтому ЕТСС создается на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов, за счет строительства ВОЛС, использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH), применения технологии временного разделения каналов и пакетной коммутации на основе межсетевого протокола (IP), использования арендованных цифровых каналов.

Перейдем к описанию основных принципов организации каналов связи и передачи телеметрической информации (включая информации об электропотреблении) между диспетчерским центром Цеха Сетей и Подстанций (далее – ЦСиП) расположенным на ГПП «Огнеупор» и подстанциями комбината:

1. Центры на подстанциях должны подключаться к ЕТСС через ближайшие сетевые узлы связи, которые являются узлами доступа ЕТСС.

2. Для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

3. Для систем управления, работающих в автоматическом режиме, без участия человека, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем.

4. Коэффициент ошибок в каналах технологической связи диспетчеризации должен быть не более 10^{-8} .

5. Подключение подстанций должно осуществляться по двум цифровым каналам (основному и резервному), проходящим по географически разнесенным трассам и организованным по разным средам передачи.

6. Емкость (пропускная способность) основного и резервного цифрового каналов связи системы диспетчеризации должна выбираться так, чтобы в каждом цифровом канале обеспечивалась передача телефонных сообщений (передача команд, разрешений, переговоры технологического персонала), телеметрической и другой необходимой информации для функционирования системы диспетчерского и технологического управления.

Основой развития ЕТСС на комбинате «Магnezит» является сеть волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Данная среда передачи обеспечивает самую высокую надежность, скорость и безопасность передачи информации. ВОЛС важнейший, но и самый дорогостоящий элемент корпоративной сети комбината.

Руководствуясь общими принципами технической политики перейдем к более детальному описанию параметров сетевых элементов (далее – СЭ) диспетчеризации.

Управление устранением неисправностей должно обеспечивать:

- сбор и отображение информации о состоянии контролируемых СЭ в реальном масштабе времени;
- сбор, регистрация и сохранение в базе данных (БД) сообщений о неисправностях в реальном масштабе времени;
- разделение сообщений о неисправностях по категории срочности: критические, срочные, несрочные, предупредительные, информационные;
- ведение подробных журналов регистрации неисправностей;
- выборку и сортировку информации журналов по типам аварий (событий), по категории срочности, по дате и времени, по типам СЭ;
- фильтрацию сообщений о неисправностях по всем параметрам, входящим в структуру сообщения о неисправности;
- маршрутизацию сообщений о неисправностях, поступающих от СЭ;
- поддержку датчиков контроля и управления внешней аварийной сигнализацией на контролируемых СЭ.

Управление конфигурацией должно обеспечивать:

– установку параметров элементов сети (установка сетевых адресов, выбор источника синхронизации, установку параметров качества источника и приоритетов синхронизации; установку пороговых значений качественных параметров для выработки аварийных сообщений; установку параметров резервирования и т.п.);

– сбор идентификационной информации об элементах сети (место расположения, тип и серийный номер);

– накопление и упорядочивание информации о конфигурации;

– синхронизацию показаний часов всех элементов сети.

Управление качеством должно обеспечивать:

– активацию/деактивацию измерения показателей качества на СЭ, периодический сбор данных по показателям качества с элементов сети;

– проведение измерений параметров оборудования (мощность / уровень сигнала, параметры соединительных линий, напряжение первичных источников электропитания и т.п.);

– ведение подробного журнала регистрации показателей качества;

– статистическую обработку измеряемых значений параметров;

– установку пороговых значений, контроль значений определенных параметров рабочих характеристик по пороговым значениям.

Для выбора конкретного типа устройств контроля и управления электропотреблением (далее – диспетчеризации) для ЦСиП был применен метод экспертных оценок. Это особый исследовательский метод, базирующийся на интеграции компетентных мнений экспертов с целью получения нового знания. Проведение анкетирования экспертов проводилось в виде сбора письменного мнения в форме ответов на вопросы по выбору высоковольтного выключателя.

В качестве экспертов для анализа того или иного производителя комплекса технических средств диспетчеризации были выбраны:

– начальник Управления ремонтами ООО «Группы «Магнезит»;

– заместитель главного энергетика ПАО «Комбината «Магнезит» по электротехническим вопросам;

– начальник ЦСиП ПАО «Комбината «Магнезит».

В таблице 1.1 приведены оценки выбранных экспертов по различным видам комплекса технических средств диспетчеризации.

Таблица 1.1 – Оценки экспертов по комплексам технических средств диспетчеризации

Наименование технико - экономической характеристики	SIEMENS	Прософт Системс	ООО «НТК Интерфейс»	ООО «НП Автоматика»
Наименование системы	Sicam PAS	ARIS	«Исеть»	ПАК ТМИК
Цена стандартного устройства КП в минимальной конфигурации	2	2	5	4
Наличие открытых протоколов	5	3	5	3
Возможность самостоятельной смены пользователем протокола обмена данными	4	1	4	1
Скорость обмена данными	5	3	5	3
Интерфейсы и количество одновременно поддерживаемых каналов связи в стандартной комплектации	5	5	4	3
Возможность работы по радиоканалу	3	2	3	5
Возможность выполнения устройством функций концентратора данных	5	5	4	3
Разрядность АЦП / Класс точности	5	5	4	4
Надежность	4	5	5	3
Регистрация событий в памяти с метками времени и возможность передачи накопленной информации после сбоя	5	5	5	5
Рабочий диапазон температур	3	5	5	5
Итого суммарная оценка	46	41	49	39

По результатам оценки экспертов был выбран комплекс «Исеть», который по своему функционалу не так сильно отличается от зарубежных аналогов, но стоит в несколько раз дешевле.

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГПП «ОГНЕУПОР»

Основными задачами Главной понижающей подстанции «Огнеупор» являются:

- бесперебойное электроснабжение цехов комбината – цехи верхней площадки новых цехов (ЦМП-2, ЦМИ-2), участков РМП, Энергоцеха и других подразделений;
- выполнение современных, качественных ремонтов оборудования;
- оперативное обслуживание электроустановок;
- модернизация, реконструкция, внедрение нового, современного оборудования для обеспечения качественного распределения и преобразования электроэнергии.

В 1964 году на площадке ЦМП-2 построена подстанция «Огнеупор» с 2-мя головными трансформаторами по 31500 кВА напряжением 110/35/6 и ТЭЦ.

Напряжение 35 кВ передается на ПС «Каменка», нижнюю площадку новых цехов, на ПС «ДОФ-2», цехи дробления, транзитом на ПС 11 «Мельнично-Паленихинский карьер», ПС 13, ПС «Шахтная».

Первый головной трансформатор введен в эксплуатацию в 1965 году, а второй в 1969 году. Подстанция «Огнеупор» запитана по двум одноцепным ЛЭП-110 кВ глухими отпайками от ЛЭП-110 кВ Златоуст – Сатка. В 1968 году построена соединительная ВЛ-35 «Огнеупор» – Каменка». В 1969 году были введены в эксплуатацию подстанция собственных нужд ТЭЦ с двумя трансформаторами по 1000 кВА.

В 1971 году начался монтаж первой турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2 мощностью 12 мВт для использования избытков пара после котлов КУ–125 в летнее время и в конце года выработка составила 57 млн. кВт*ч. электроэнергии. В 1975 построена 2-х цепная ЛЭП-35 кВ «ДОФ-2 – ГПП-110/35/6 кВ Огнеупор» длиной 4,5 км.

В 2005-2006 годах заменены маслonaполненные проходные изоляторы 110 кВ, произведен ремонт трансформаторов 31500 кВА, 20000 кВА.

За последние года заменено более 10 масляных выключателей на

вакуумные, что практически исключило аварийные остановки дымососов, трубомельниц по причине выхода из строя электрооборудования.

На ГПП «Огнеупор» основным оборудованием являются масляные выключатели различного исполнения, так же не так давно были установлены вакуумные выключатели, выключатели нагрузки, трансформаторы собственных нужд, трансформаторы тока и напряжения, разрядники и т.д.

Основное оборудование подстанции «Огнеупор» относится к первой категории потребителей, так как их отключение может привести к недовыдаче промышленной продукции, к причинению значительного материального ущерба, расстройству сложного технологического процесса.

Существующая схема электроснабжения представлена на листе 3 графической части.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Проектирование электроснабжения П/СТ «Огнеупор» ПАО «Комбинат «Магнезит»» начинаем с определения расчётных электрических нагрузок.

Расчёт электрических нагрузок произведём по более точному методу – методу упорядоченных диаграмм [2]. Расчётная силовая нагрузка группы электроприёмников определяется:

$$P_{\max} = K_{M(p)} P_{\text{см}}, \quad (3.1)$$

где, P_{\max} – расчётная силовая нагрузка группы приёмников, кВт;

$K_{M(p)}$ – коэффициент максимума по активной нагрузке [2];

$P_{\text{см}}$ – средняя мощность за максимально загруженную смену, кВт.

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену определяется по формулам:

$$P_{\text{см}} = K_u P_n, \quad (3.2)$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \text{tg}\varphi, \quad (3.3)$$

где, K_u – коэффициент использования активной мощности группы ЭП [3, 7];

P_n – номинальная активная мощность группы ЭП, кВт;

$Q_{\text{см}}$ – средняя реактивная мощность за максимально загруженную смену, квар;

$\text{Tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности группы ЭП, соответствующий средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Номинальная мощность приёмников, работающих в повторно – кратковременном режиме приводится к номинальной мощности длительного режима работы в соответствии с формулой:

$$P_n = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (3.4)$$

где, $P_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность, кВт;

ПВ – паспортная продолжительность включения, в отн. ед.

Величина $K_{M(p)}$ определяется либо по кривым $K_{M(p)} = f(K_{\text{и.с.в.}}; N_{\text{э}})$, либо по справочным данным [2]. Для этого определяется средневзвешенное значение

коэффициента использования $K_{и.с.в.}$ по формуле:

$$K_{и.с.в.} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{н}}, \quad (3.5)$$

где, $\sum P_{н}$ – суммарная номинальная мощность группы ЭП, кВт.:

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.мин}}, \quad (3.6)$$

где, $P_{н.маx}$ и $P_{н.мин}$ – максимальное и минимальное значение номинальных мощностей в группе ЭП, кВт.

Значение $N_{э}$ определяется по формуле:

$$N_{э} = \frac{(\sum P_{н})^2}{\sum P_{н}^2}. \quad (3.7)$$

При $m > 3$ $N_{э}$ допускается находить по упрощённому выражению по формуле:

$$N_{э} = \frac{2 \sum P_{н}}{P_{н.маx}}. \quad (3.8)$$

Реактивная максимальная расчётная мощность группы ЭП находится:

$$Q_{маx} = K_{м(q)} Q_{см}, \quad (3.9)$$

где, $Q_{маx}$ – реактивная максимальная расчётная мощность группы ЭП, квар;

$K_{м(q)}$ – коэффициент максимума по реактивной нагрузке [2].

$$K_{м(q)} = 1,1 \text{ – при } N_{э} \leq 10 \text{ и } K_{м(q)} = 1 \text{ – при } N_{э} > 10.$$

Полная расчётная мощность находится по формуле:

$$S_{маx} = \sqrt{P_{маx}^2 + Q_{маx}^2}, \quad (3.10)$$

где, $S_{маx}$ – расчётная полная мощность, кВА.

Все результаты расчётных нагрузок сводятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Ведомость электрических нагрузок п/станции «Огнеупор» ПАО «Комбинат «Магнезит»

Наименование ЭП	Кол-во	P_n , кВт	$P_{сум}$, кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	N эфф	K и.с.в.	K м(р)	K м(q)	P_{max} , кВт	Q_{max} , квар	S_{max} , кВА
П/ст № 71	2	3600	7200	0,8	0,8	0,48	5760	2764							
П/ст № 70	2	6000	12000	0,8	0,8	0,48	9600	4608							
П/ст «РУСН ТЭЦ»	2	2400	4800	0,8	0,8	0,48	3840	1843							
П/ст № 75	2	3600	7200	0,8	0,8	0,48	5760	2764							
П/ст № 76	2	3600	7200	0,8	0,8	0,48	5760	2764							
ТСН	2	900	1800	0,8	0,8	0,48	1440	691							
«Уралтрансгаз»	2	900	1800	0,8	0,8	0,48	1440	691							
П/ст № 85	2	2400	4800	0,8	0,8	0,48	3840	1843							
П/ст № 94	2	3600	7200	0,8	0,8	0,48	5760	2764							
П/ст № 78	2	6000	12000	0,8	0,8	0,48	9600	4608							
ЗАО «ЗБМ»	2	1200	2400	0,8	0,8	0,48	1920	921							
Итого	22		68400				54720	26261	18,2	0,8	1,03	1	56361	26261	62178

Таким образом, в настоящей главе мы определили расчетные электрические нагрузки по ГПП «Огнеупор».

4 РАСЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Мощность, необходимую компенсировать, находится по формуле:

$$Q_k = P_{\max} (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (4.1)$$

где, Q_k – реактивная мощность, которую необходимо компенсировать, кВар;
 $\operatorname{tg}\varphi_2 = 0,35$ – нормативный $\operatorname{tg}\varphi$, согласно приказа №49 от 22.02.07 Минпромэнерго,
 $\operatorname{tg}\varphi_1$ – общий для группы ЭП коэффициент мощности, определяемый по формуле:

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}}. \quad (4.2)$$

Остаточная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_2 = Q_{\max} - Q_{\text{ку}}, \text{кВар}, \quad (4.3)$$

где, $Q_{\text{ку}}$ – стандартная мощность конденсаторных батарей, кВар [5].

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \frac{26261}{56361} = 0,46$$

$$Q_k = 56361 * (0,46 - 0,35) = 6199 \text{ кВар}.$$

Принимаем для компенсации реактивной мощности две низковольтные конденсаторные батареи типа КРМ-6,3-3150-450, тогда:

$$Q_2 = 26261 - 2 \cdot 3150 = 20061 \text{ кВар}.$$

Расчетная мощность силовых трансформаторов после компенсационной реактивной мощности определяется (см. формулу 14):

$$S = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_2^2}, \text{кВА}. \quad (4.4)$$

$$S = \sqrt{56361^2 + 20061^2} = 59824 \text{ кВА}.$$

Таким образом, в настоящей главе мы определили мощность компенсирующих устройств на ГПП «Огнеупор».

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Число и мощность трансформаторов выбирается исходя из категоричности ЭП, средней и максимальной мощностей потребителей, технико-экономического сравнения вариантов числа и мощности трансформаторов с учётом приведенных затрат, экономически целесообразного режима работы трансформаторов (минимальные потери мощности и электроэнергии в трансформаторе при работе по заданному графику нагрузок).

Для ЭП первой категории необходимым условием является бесперебойное электроснабжение и наличие резервного источника питания, поэтому число трансформаторов должно быть не менее двух.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы в нормальном режиме работы коэффициент загрузки каждого из них был в пределах 0,65 – 0,7, а в аварийных режимах обеспечивалось питание первой и основных нагрузок второй категории. Выбор мощности производится по расчётной мощности.

Так как у нас имеются электроприемники 1 категории, то выбираем схему не явного резервирования с двумя трансформаторами в работе.

2 × ТДТН-40000/110.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы определяются по формуле:

$$K_z = \frac{S}{nS_{н.т}}, \quad (5.1)$$

где, $S_{н.т}$ – номинальная мощность одного трансформатора, кВА,

n – количество трансформаторов.

$$K_{z1} = \frac{59824}{2 \cdot 40000} = 0,74$$

Характеристики силовых трансформатора представлены в таблице 5.1.

Критерием экономичности является минимум годовых приведенных затрат:

$$Z = E_k K + I, \quad (5.2)$$

где, Z – приведенные затраты, руб;

$E_k = 0,12$ – нормативный коэффициент экономической эффективности [2];

K – капитальные затраты, руб;

I – ежегодные эксплуатационные издержки, руб.

Таблица 5.1 – Технические характеристики силовых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$, %	I_{xx} , %	К, тыс руб.
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$			
ТДТН-40000/10	40000	115	6,6	43	200	6,5	0,6	8100

Капитальные затраты, в свою очередь, определяются по формуле:

$$K = nK_0, \quad (5.3)$$

где, K_0 – стоимость одного трансформатора, руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки складывается из годовых амортизационных затрат I_1 и стоимости годовых потерь электроэнергии I_2 и определяется формулам:

$$I = I_1 + I_2, \quad (5.4)$$

$$I_1 = K_a K. \quad (5.5)$$

где, I_1 – годовые амортизационных затраты, руб;

I_2 – стоимости годовых потерь электроэнергии, руб;

$K_a = 0,063$ – норма отчислений на амортизацию трансформаторов [2].

Стоимость годовых потерь определяется по формуле:

$$I_2 = C_0 \Delta \mathcal{E}, \quad (5.6)$$

где, $C_0 = 2,2$ руб/(кВт*ч) – стоимость электроэнергии для ПАО «Комбинат «Магнезит»;

$\Delta \mathcal{E}$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт*ч.:

$$\Delta \mathcal{E} = n(\Delta P_{XX} + K_{\text{им}} I_{XX} S_{\text{н.т.}} / 100) T + K_3^2 (\Delta P_{K3} + K_{\text{экв}} U_{K3} S_{\text{н.т.}} / 100) T_{\text{п}}, \quad (5.7)$$

где, ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

I_{XX} , – ток холостого хода, %;

U_{K3} – напряжение холостого хода, %;

$K_{\text{им}} = 0,12$ – коэффициент изменения потерь [2, 6];

$T = 8760$ ч/год – время работы трансформатора в год [2, 6];

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$K_{\text{экв}} = 0,12$ – коэффициент;

$T_{\text{п}}$ – время наибольших потерь, ч/год, которое определяется по формуле:

$$T_{\text{п}} = (0,124 + T_{\text{max}} / 10000)^2 T, \quad (5.8)$$

где, $T_{\text{max}} = 7000$ ч/год – время использования максимума нагрузки [2].

Приведенные затраты для (2 × ТМ-40000/110) определяются:

$$T_{\text{п}} = (0,124 + 7000 / 10000)^2 \cdot 8760 = 4292 \text{ ч/год.}$$

$$\Delta \mathcal{E} = 2(43 + 0,12 \cdot 0,6 \cdot 40000 / 100) 8760 + 0,74^2 (200 + 0,12 \cdot 6,5 \cdot 40000 / 100) 4292 = 1988095 \text{ кВт*ч/г,}$$

$$K = 2 \cdot 8100000 = 16200000 \text{ руб,}$$

$$И_1 = 0,063 \cdot 16200000 = 1020600 \text{ руб,}$$

$$И_2 = 2,2 \cdot 1988095 = 4373809 \text{ руб,}$$

$$З = 0,12 \cdot 16200000 + 5394409 = 7339409 \text{ руб.}$$

Таблица 5.2 – Техничко-экономические показатели

№ варианта	$T_{\text{п}}$, ч/год	$\Delta \mathcal{E}$, кВт*ч/год	K , руб	$И_1$, руб	$И_2$, руб	$И$, руб	$З$, руб
1	4292	1988095	16200000	1020600	4373809	5394409	7339409

Принимаем 2хТМ-40000/110, которым соответствуют минимальные приведенные затраты, капитальные вложения и ежегодные издержки.

6 РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

По техническим условиям выбор сечений кабелей осуществляется по нагреву расчётным током в нормальном и послеаварийном режимах. Для параллельно работающих линий в качестве расчётного принимается ток послеаварийного режима, когда в работе Анализ результатов экономических подсчетов показывает, что наиболее целесообразен 2 × ТМ-40000/10, которому соответствует минимум приведенных затрат, наименьшие капиталовложения и ежегодные издержки.

По техническим условиям выбор сечений кабелей осуществляется по нагреву расчётным током в нормальном и послеаварийном режимах.

Для параллельно работающих линий в качестве расчётного принимается ток послеаварийного режима, когда в работе остаётся лишь одна питающая линия.

Расчетный ток в проводнике определяется по формуле:

$$I_p = \frac{nS_{н.т}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (6.1)$$

где, I_p – расчётный ток питающей линии, А;

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

При этом полученный расчётный ток не должен превышать допустимого значения тока стандартного сечения по формуле:

$$I_p \leq I_{доп}. \quad (6.2)$$

Сечение по экономической плотности тока определяется:

$$S_{эк} = \frac{I_p / 2}{\Delta i_{эк}}, \quad (6.3)$$

где: $S_{эк}$ – экономическая плотность тока, мм²;

$\Delta i_{эк}$ – экономическая плотность тока ($T_{год} > 5000$, для кабеля с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами, $\Delta i_{эк} = 1,2$) [2].

Проверка проводника на потерю напряжения осуществляется формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_p l 100}{U_H} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \quad (6.4)$$

где, ΔU – потеря напряжения в линии, %;

l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км [3, 5];

x_0 – удельное индуктивное сопротивление, Ом/км [3, 5].

При этом должно соблюдаться условие:

$$\Delta U \leq 5\% U_H. \quad (6.5)$$

Расчётный ток для питающей линии 110 кВ

$$I_p = \frac{2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419 \text{ А.}$$

Для линии 110 кВ принимаем алюминиевый стальной провод типа АС. По справочным данным находим ближайшее наибольшее значение допустимого тока для одноцепного провода с алюминиевыми жилами, прокладываемого в воздухе, напряжением 110 кВ – АС-185, где $I_{доп} = 510 \text{ А} > 419 \text{ А}$.

Сечение по экономической плотности тока определяется

$$S_{э\kappa} = \frac{419 / 2}{1,2} = 174 \text{ мм}^2 < 185 \text{ мм}^2.$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 419 / 2 \cdot 0,03 \cdot 100}{110000} (0,169 \cdot 0,8 + 0,0596 \cdot 0,63) = 0,1 \% < 5 \%.$$

Выбранный провод АС-185 удовлетворяет всем проверкам.

Аналогично выбираем кабель до каждого ЭП 6 кВ по расчётному току и проверяем на допустимость по экономической плотности тока и потере напряжения в распределительной сети.

Все полученные данные по расчетам заносим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Кабельный журнал ГПП «Огнеупор» ПАО «Комбинат «Магнезит»

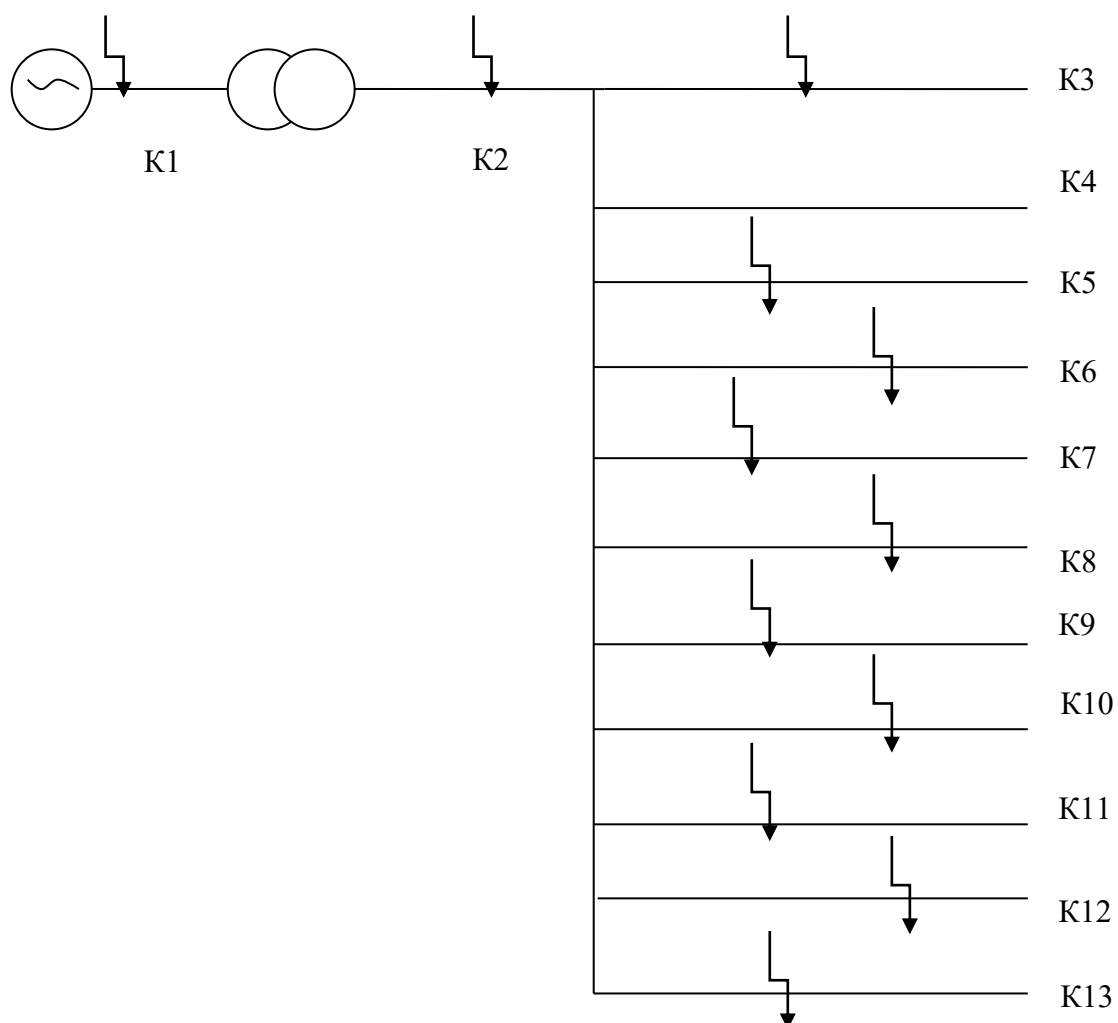
Наименование	n	P _н , кВт	cos φ	I _p , А	Тип кабеля	S, мм ²	I _{доп} , А	l, км	го, Ом /км	хо, Ом/км	sinφ	ΔU, %
Ввод №1,2	2	80000	0,8	419	АС	185	510	3	0,169	0,059	0,6	0,16
БСК	2	3150	0,8	288	ААШВ у	3×24 0	390	0,10	0,13	0,058	0,6	0,11
П/ст № 71	2	3600	0,8	330	2хАА ШВу	3×15 0	600	0,25	0,208	0,059	0,6	4,5
П/ст № 70	2	6000	0,8	550	2хАА ШВу	3×24 0	780	0,15	0,13	0,058	0,6	0,34
П/ст «РУСН ТЭЦ»	2	2400	0,8	220	ААШВ у	3×18 5	340	0,18	0,169	0,059	0,6	0,19
П/ст № 75	2	3600	0,8	330	2хАА ШВу	3×15 0	600	0,25	0,208	0,059	0,6	4,5
П/ст № 76	2	3600	0,8	330	2хАА ШВу	3×15 0	600	0,45	0,208	0,059	0,6	4,61
ТСН	2	900	0,8	88	ААШВ у	3×70	190	0,15	0,447	0,061	0,6	0,14
Уралтрансгаз	2	900	0,8	88	АС	95	320	1,5	0,329	0,060	0,6	1,1
П/ст № 85	2	2400	0,8	220	ААШВ у	3×18 5	340	0,30	0,169	0,059	0,6	0,19
П/ст № 94	2	3600	0,8	330	2хАА ШВу	3×15 0	600	0,30	0,208	0,059	0,6	4,57
П/ст № 78	2	6000	0,8	550	2хАА ШВу	3×24 0	780	0,80	0,13	0,058	0,6	1,17

Таким образом, в настоящей главе мы выбрали все питающие линии на ГПП «Огнеупор».

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора основного оборудования, коммутационной аппаратуры и средств защиты необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ).

Принципиальная схема электроснабжения до расчётных точек КЗ представлена на рисунке 7.1, эквивалентная схема её замещения – на рисунке 7.2.



$I = 3000$ м;

АС – 185;

$U_{б1} = 110$ кВ;

$S_{б} = 100$ МВА;

$S_{кз} = 85$ МВА;

ТМ-40000/110;

$S_{н} = 40000$ кВА;

$U_{кз} = 6,5$ %;

$\Delta P_{кз} = 200$ кВт;

$U_{б2} = 6,3$ кВ;

$l = 30$ м.

Рисунок 7.1 – Схема электроснабжения п/станции «Огнеупор» ПАО «Комбинат «Магнезит»» для расчёта токов КЗ

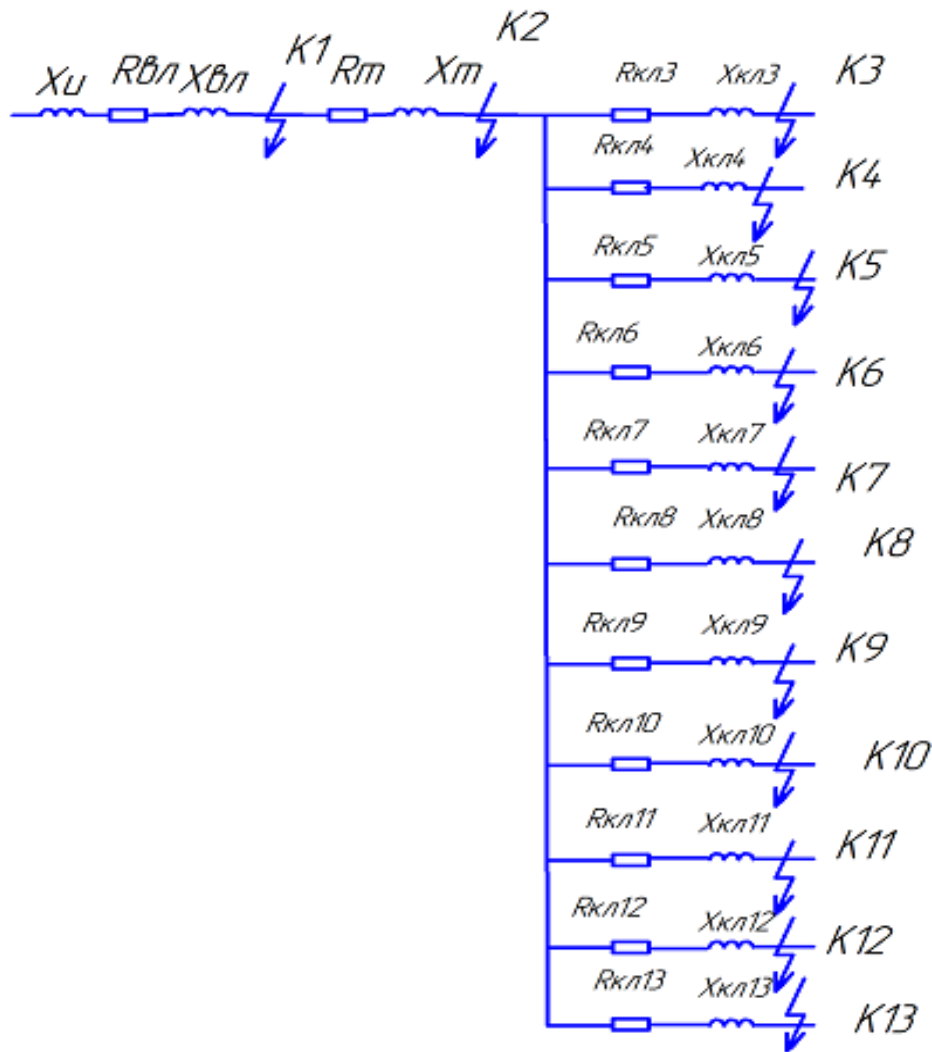


Рисунок 7.2 – Эквивалентная схема замещения для расчёта токов КЗ

Задаем исходные величины:

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания = 7.5 %,

$\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности = 200 кВт.

Длины кабельных линий:

$L_1 = 3000\text{м};$

$L_3 = 250\text{м};$

$L_4 = 150\text{м};$

$L_5 = 180\text{м};$

$L_6 = 250\text{м};$

$L_7 = 450\text{м};$

$L_8 = 150\text{м};$

$L_9 = 1500\text{м};$

$L_{10} = 300\text{м};$

$$L_{11} = 300\text{м};$$

$$L_{12} = 800\text{м};$$

$$L_{13} = 1500\text{м}.$$

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трансформатора = 40000 кВА.

Весь расчет производится в относительных величинах, вначале задаются базисные величины:

U_{61} – базисное напряжение (в первой точке) = 115 кВ;

$U_{62} - U_{613} = 6.3$ кВ;

S_6 – базисная мощность = 100 МВА;

$S_{\text{кз}}$ – базисная мощность КЗ = 85 МВА.

Определяем сопротивления в цепях КЗ (от источника питания до конечной точки):

Определяем индуктивное сопротивление источника питания (см. формулу 28):

$$X_{\text{и}} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}, \text{ Ом}, \quad (7.1)$$

$$X_{\text{и}} = \frac{100}{85} = 1,17 \text{ Ом}.$$

Определяем индуктивное и активное сопротивления кабельных линий:

$$X_{\text{л1}} = X_0 * l * \frac{S_6}{U_{61}^2}, \text{ Ом}, \quad (7.2)$$

где: X_0 – удельное индуктивное сопротивление, зависит от сечения выбранного кабеля;

l – длина кабельной линии.

$$X_{\text{л1}} = 0,0596 * 3,000 * \frac{100}{115^2} = 0,014 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{л1}} = r_0 * l * \frac{S_6}{U_{61}^2}, \text{ Ом}. \quad (7.3)$$

$$r_0 = \frac{10^3}{\gamma * S} \quad (7.4)$$

$$r_0 = \frac{10^3}{30 * 150} = 0,2.$$

$$R_{\text{л1}} = 0,2 * 3,000 * \frac{100}{115^2} = 0,048 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л3}} = 0,0596 * 0,25 * \frac{100}{6,3^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$R_{л3} = 0,169 * 0,25 * \frac{100}{6,3^2} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$X_{л4} = 0,0602 * 0,150 * \frac{100}{6,3^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_{л4} = 0,261 * 0,150 * \frac{100}{6,3^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$X_{л5} = 0,0602 * 0,180 * \frac{100}{6,3^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_{л5} = 0,329 * 0,180 * \frac{100}{6,3^2} = 0,15 \text{ Ом};$$

$$X_{л6} = 0,0596 * 0,250 * \frac{100}{6,3^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$R_{л6} = 0,169 * 0,250 * \frac{100}{6,3^2} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$X_{л7} = 0,0596 * 0,450 * \frac{100}{6,3^2} = 0,07 \text{ Ом};$$

$$R_{л7} = 0,169 * 0,450 * \frac{100}{6,3^2} = 0,20 \text{ Ом};$$

$$X_{л8} = 0,0697 * 0,150 * \frac{100}{6,3^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_{л8} = 0,894 * 0,150 * \frac{100}{6,3^2} = 0,36 \text{ Ом};$$

$$X_{л9} = 0,0675 * 1,500 * \frac{100}{6,3^2} = 0,27 \text{ Ом};$$

$$R_{л9} = 1,95 * 1,500 * \frac{100}{6,3^2} = 7,8 \text{ Ом};$$

$$X_{л10} = 0,0602 * 0,300 * \frac{100}{6,3^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$R_{л10} = 0,329 * 0,300 * \frac{100}{6,3^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$X_{л11} = 0,0596 * 0,300 * \frac{100}{6,3^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$R_{л11} = 0,169 * 0,300 * \frac{100}{6,3^2} = 0,13 \text{ Ом};$$

$$X_{л12} = 0,0602 * 0,800 * \frac{100}{6,3^2} = 0,13 \text{ Ом};$$

$$R_{л12} = 0,261 * 0,800 * \frac{100}{6.3^2} = 0,56 \text{ Ом};$$

$$X_{л13} = 0,0662 * 1,500 * \frac{100}{6.3^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$R_{л13} = 1,25 * 1,500 * \frac{100}{6.3^2} = 5,06 \text{ Ом}.$$

Определяем индуктивное и активное сопротивления обмотки трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{кз}}{100} * \frac{S_6}{S_{н.т.}}, \text{ Ом}, \quad (7.5)$$

где: $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$X_T = \frac{7,5}{100} * \frac{100}{40} = 0,18 \text{ Ом};$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{н.т.}} * \frac{S_6}{S_{н.т.}}, \text{ Ом}; \quad (7.6)$$

$$R_T = \frac{200}{40000} * \frac{100}{40} = 0,0125 \text{ Ом}.$$

Определяем суммарные сопротивления точек К1 – К13:

$$\sum X_1 = X_{и} + X_{л1}, \text{ Ом}; \quad (7.7)$$

$$\sum X_1 = 1,17 + 0,014 = 1,184 \text{ Ом};$$

$$\sum R_1 = R_{л1}, \text{ Ом}; \quad (7.8)$$

$$\sum R_1 = 0,048 \text{ Ом};$$

$$\sum X_2 = \sum X_1 + X_m, \text{ Ом}; \quad (7.9)$$

$$\sum X_2 = 1,184 + 0,18 = 1,364 \text{ Ом};$$

$$\sum R_2 = \sum R_1 + R_m, \text{ Ом}; \quad (7.10)$$

$$\sum R_2 = 0,048 + 0,0125 = 0,06 \text{ Ом};$$

$$\sum X_3 = \sum X_2 + X_3, \text{ Ом}; \quad (7.11)$$

$$\sum X_3 = 1,364 + 0,04 = 1,4 \text{ Ом};$$

$$\sum R_3 = \sum R_2 + R_3, \text{ Ом}; \quad (7.12)$$

$$\sum R_3 = 0,06 + 0,11 = 0,17 \text{ Ом};$$

$$\sum X_4 = \sum X_3 + X_4, \text{ Ом}; \quad (7.13)$$

$$\sum X_4 = 1,364 + 0,02 = 1,38 \text{ Ом};$$

$$\sum R_4 = \sum R_3 + R_4, \text{ Ом}; \quad (7.14)$$

$$\begin{aligned} \sum R_4 &= 0,048 + 0,1 = 0,14 \text{ Ом}; \\ \sum X_5 &= \sum X_2 + X_5, \text{ Ом}; & (7.15) \\ \sum X_5 &= 1,364 + 0,02 = 1,38 \text{ Ом}; \\ \sum R_5 &= \sum R_2 + R_5, \text{ Ом}; & (7.16) \\ \sum R_5 &= 0,048 + 0,15 = 0,19 \text{ Ом}; \\ \sum X_6 &= \sum X_2 + X_6, \text{ Ом}; & (7.17) \\ \sum X_6 &= 1,364 + 0,04 = 1,4 \text{ Ом}; \\ \sum R_6 &= \sum R_2 + R_6, \text{ Ом}; & (7.18) \\ \sum R_6 &= 0,048 + 0,11 = 0,15 \text{ Ом}; \\ \sum X_7 &= \sum X_2 + X_7, \text{ Ом}; & (7.19) \\ \sum X_7 &= 1,364 + 0,07 = 1,46 \text{ Ом}; \\ \sum R_7 &= \sum R_2 + R_7, \text{ Ом}; & (7.20) \\ \sum R_7 &= 0,048 + 0,2 = 0,24 \text{ Ом}; \\ \sum X_8 &= \sum X_2 + X_8, \text{ Ом}; & (7.21) \\ \sum X_8 &= 1,364 + 0,02 = 1,39 \text{ Ом}; \\ \sum R_8 &= \sum R_2 + R_8, \text{ Ом}; & (7.22) \\ \sum R_8 &= 0,048 + 0,36 = 0,42 \text{ Ом}; \\ \sum X_9 &= \sum X_2 + X_9, \text{ Ом}; & (7.23) \\ \sum X_9 &= 1,364 + 0,27 = 1,58 \text{ Ом}; \\ \sum R_9 &= \sum R_2 + R_9, \text{ Ом}; & (7.24) \\ \sum R_9 &= 0,048 + 7,8 = 7,84 \text{ Ом}; \\ \sum X_{10} &= \sum X_2 + X_{10}, \text{ Ом}; & (7.25) \\ \sum X_{10} &= 1,364 + 0,04 = 1,38 \text{ Ом}; \\ \sum R_{10} &= \sum R_2 + R_{10}, \text{ Ом}; & (7.26) \\ \sum R_{10} &= 0,048 + 0,26 = 0,31 \text{ Ом}; \\ \sum X_{11} &= \sum X_2 + X_{11}, \text{ Ом}; & (7.27) \\ \sum X_{11} &= 1,364 + 0,04 = 1,41 \text{ Ом}; \\ \sum R_{11} &= \sum R_2 + R_{11}, \text{ Ом}; & (7.28) \\ \sum R_{11} &= 0,048 + 0,13 = 0,18 \text{ Ом}; \\ \sum X_{12} &= \sum X_2 + X_{12}, \text{ Ом}; & (7.29) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum X_{12} &= 1,364 + 0,13 = 1,49 \text{ Ом}; \\ \sum R_{12} &= \sum R_2 + R_{12}, \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (7.30)$$

$$\begin{aligned} \sum R_{12} &= 0,048 + 0,56 = 0,61 \text{ Ом}; \\ \sum X_{13} &= \sum X_2 + X_{13}, \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (7.31)$$

$$\begin{aligned} \sum X_{12} &= 1,364 + 0,26 = 1,62 \text{ Ом}; \\ \sum R_{12} &= \sum R_2 + R_{12}, \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (7.32)$$

$$\sum R_{12} = 0,048 + 5,06 = 5,1 \text{ Ом}.$$

Определяем периодическую составляющую КЗ в заданных точках:

$$I_{no} = \frac{I_6}{Z}, \text{ А}, \quad (7.33)$$

где: Z – активное сопротивление участка, определяется:

$$Z = \sqrt{\sum X^2 + \sum R^2}. \quad (7.34)$$

При условии, что $\frac{\sum R}{\sum Z} > \frac{1}{3}$, если $\frac{\sum R}{\sum Z} < \frac{1}{3}$, то $Z = \sum X$.

$$\frac{\sum R_1}{\sum X_1} = \frac{0,048}{1,184} = 0,04 < \frac{1}{3};$$

$$z_1 = 1,184;$$

$$\frac{\sum R_2}{\sum X_2} = \frac{0,06}{1,364} = 0,04 < \frac{1}{3};$$

$$z_2 = 1,364;$$

$$\frac{\sum R_3}{\sum X_3} = \frac{0,17}{1,4} = 0,12 < \frac{1}{3};$$

$$z_3 = 1,4;$$

$$\frac{\sum R_4}{\sum X_4} = \frac{0,14}{1,38} = 0,10 < \frac{1}{3};$$

$$z_4 = 1,38;$$

$$\frac{\sum R_5}{\sum X_5} = \frac{0,19}{1,38} = 0,12 < \frac{1}{3};$$

$$z_5 = 1,38;$$

$$\frac{\sum R_6}{\sum X_6} = \frac{0,15}{1,4} = 0,10 < \frac{1}{3};$$

$$z_6 = 1,4;$$

$$\frac{\sum R_7}{\sum X_7} = \frac{0,24}{1,46} = 0,16 < \frac{1}{3};$$

$$z_7 = 1,46;$$

$$\frac{\sum R_8}{\sum X_8} = \frac{0,42}{1,39} = 0,30 < \frac{1}{3};$$

$$z_8 = 1,39;$$

$$\frac{\sum R_9}{\sum X_9} = \frac{7,84}{1,58} = 4,9 > \frac{1}{3};$$

$$z_9 = \sqrt{1,58^2 + 7,84^2} = 7,99;$$

$$z_9 = 7,99;$$

$$\frac{\sum R_{10}}{\sum X_{10}} = \frac{0,31}{1,38} = 0,22 < \frac{1}{3};$$

$$z_{10} = 1,38;$$

$$\frac{\sum R_{11}}{\sum X_{11}} = \frac{0,18}{1,41} = 0,12 < \frac{1}{3};$$

$$z_{11} = 1,41;$$

$$\frac{\sum R_{12}}{\sum X_{12}} = \frac{0,61}{1,49} = 0,40 > \frac{1}{3};$$

$$z_{12} = \sqrt{1,49^2 + 0,61^2} = 1,6;$$

$$z_{12} = 1,6;$$

$$\frac{\sum R_{13}}{\sum X_{13}} = \frac{5,1}{1,62} = 3,14 > \frac{1}{3};$$

$$z_{13} = \sqrt{1,62^2 + 5,1^2} = 5,35;$$

$$z_{13} = 5,35.$$

Находим базисный ток в расчетных точках.

I_6 – базисный ток в расчетных точках, определяется:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6}. \quad (7.35)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,52 \text{ кА};$$

$$I_{62} = I_{63} = I_{64} = I_{65} = I_{66} = I_{67} = I_{68} = I_{69} =$$

$$= I_{\zeta 10} = I_{\zeta 11} = I_{\zeta 12} = I_{\zeta 13} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6,3} = 9,2 \text{ кА};$$

$$I_{no} = \frac{I_{\zeta}}{z}. \quad (7.36)$$

$$I_{no1} = \frac{0,52}{1,184} = 0,44 \text{ кА};$$

$$I_{no2} = \frac{9,2}{1,364} = 6,74 \text{ кА};$$

$$I_{no3} = \frac{9,2}{1,4} = 6,57 \text{ кА};$$

$$I_{no4} = \frac{9,2}{1,38} = 6,66 \text{ кА};$$

$$I_{no5} = \frac{9,2}{1,39} = 6,67 \text{ кА};$$

$$I_{no6} = \frac{9,2}{1,4} = 6,57 \text{ кА};$$

$$I_{no7} = \frac{9,2}{1,46} = 6,3 \text{ кА};$$

$$I_{no8} = \frac{9,2}{1,39} = 6,61 \text{ кА};$$

$$I_{no9} = \frac{9,2}{7,99} = 1,15 \text{ кА};$$

$$I_{no10} = \frac{9,2}{1,38} = 6,66 \text{ кА};$$

$$I_{no11} = \frac{9,2}{1,41} = 6,52 \text{ кА};$$

$$I_{no12} = \frac{9,2}{1,6} = 5,75 \text{ кА};$$

$$I_{no13} = \frac{9,2}{5,35} = 1,71 \text{ кА}.$$

Определяем ударный ток в расчетных точках:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * K_y * I_{no}, \text{ кА}, \quad (7.37)$$

где: K_y – коэффициент ударный, определяем по кривым в зависимости от соотношения $\frac{\sum X}{\sum R}$ (см.рисунок 7,4 [3]).

$$\frac{\sum X_1}{\sum R_1} = \frac{1,184}{0,048} = 24,6;$$

$$K_{y1} = 1,9;$$

$$\frac{\sum X_2}{\sum R_2} = \frac{1,364}{0,06} = 22,7;$$

$$K_{y2} = 1,85;$$

$$\frac{\sum X_3}{\sum R_3} = \frac{1,4}{0,17} = 8,2;$$

$$K_{y3} = 1,65;$$

$$\frac{\sum X_4}{\sum R_4} = \frac{1,38}{0,14} = 9,8;$$

$$K_{y4} = 1,5;$$

$$\frac{\sum X_5}{\sum R_5} = \frac{1,38}{0,19} = 7,26;$$

$$K_{y5} = 1,4;$$

$$\frac{\sum X_6}{\sum R_6} = \frac{1,4}{0,15} = 9,3;$$

$$K_{y6} = 1,45;$$

$$\frac{\sum X_7}{\sum R_7} = \frac{1,46}{0,24} = 6;$$

$$K_{y7} = 1,6;$$

$$\frac{\sum X_8}{\sum R_8} = \frac{1,39}{0,42} = 3,3;$$

$$K_{y8} = 1,8;$$

$$\frac{\sum X_9}{\sum R_9} = \frac{1,58}{7,84} = 0,2;$$

$$K_{y9} = 1,5;$$

$$\frac{\sum X_{10}}{\sum R_{10}} = \frac{1,38}{0,31} = 4,45;$$

$$K_{y10} = 1,66;$$

$$\frac{\sum X_{11}}{\sum R_{11}} = \frac{1,41}{0,18} = 6,3;$$

$$K_{y11} = 1,54;$$

$$\frac{\sum X_{12}}{\sum R_{12}} = \frac{1,49}{0,61} = 2,4;$$

$$K_{y12} = 1,3;$$

$$\frac{\sum X_{13}}{\sum R_{13}} = \frac{1,62}{5,1} = 0,31;$$

$$K_{y13} = 1,37.$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * 1,9 * 0,44 = 1,18 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * 1,85 * 6,74 = 17,58 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} * 1,65 * 6,57 = 15,28 \text{ кА};$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} * 1,5 * 6,66 = 14,08 \text{ кА};$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} * 1,4 * 6,67 = 13,16 \text{ кА};$$

$$i_{уд6} = \sqrt{2} * 1,45 * 6,57 = 13,43 \text{ кА};$$

$$i_{уд7} = \sqrt{2} * 1,6 * 6,3 = 14,21 \text{ кА};$$

$$i_{уд8} = \sqrt{2} * 1,8 * 6,61 = 16,77 \text{ кА};$$

$$i_{уд9} = \sqrt{2} * 1,5 * 1,15 = 2,43 \text{ кА};$$

$$i_{уд10} = \sqrt{2} * 1,66 * 6,66 = 15,58 \text{ кА};$$

$$i_{уд11} = \sqrt{2} * 1,54 * 6,52 = 14,15 \text{ кА};$$

$$i_{уд12} = \sqrt{2} * 1,3 * 5,75 = 10,53 \text{ кА};$$

$$i_{уд13} = \sqrt{2} * 1,37 * 1,71 = 3,30 \text{ кА}.$$

Определяем мощности КЗ в заданных точках:

$$S_{кз} = \sqrt{3} * U_6 * I_{по}, \text{ МВА}; \quad (7.38)$$

$$S_{кз1} = \sqrt{3} * 115 * 0,44 = 83,7 \text{ МВА};$$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,74 = 73,4 \text{ МВА};$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,57 = 71,6 \text{ МВА};$$

$$S_{кз4} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,6 = 72,5 \text{ МВА};$$

$$S_{кз5} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,67 = 72,6 \text{ МВА};$$

$$S_{кз6} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,57 = 71,6 \text{ МВА};$$

$$S_{кз7} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,3 = 68,6 \text{ МВА};$$

$$S_{кз8} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,61 = 72 \text{ МВА};$$

$$S_{кз9} = \sqrt{3} * 6,3 * 1,15 = 12,5 \text{ МВА};$$

$$S_{кз10} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,66 = 72,5 \text{ МВА};$$

$$S_{кз11} = \sqrt{3} * 6,3 * 6,52 = 71,0 \text{ МВА};$$

$$S_{кз12} = \sqrt{3} * 6,3 * 5,75 = 62,6 \text{ МВА};$$

$$S_{кз13} = \sqrt{3} * 6,3 * 1,71 = 18,6 \text{ МВА}.$$

Полученные расчетные данные по токам короткого замыкания заносим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расчетные данные по токам короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	Z, Ом	$S_{кз}$, МВА
1	2	3	4	5
К1	0,44	1,18	1,184	83,7
К2	6,74	17,58	1,364	73,4
К3	6,57	15,28	1,4	71,6
К4	6,66	14,08	1,38	72,5
К5	6,67	13,16	1,39	72,6
К6	6,57	13,43	1,4	71,6
К7	6,30	14,21	1,46	68,6
К8	6,61	16,77	1,39	72
К9	1,15	2,43	7,99	12,5
К10	6,66	15,58	1,38	72,5
К11	6,52	14,15	1,41	71,0
К12	5,75	10,53	1,6	62,6
К13	1,71	3,3	5,35	18,6

Таким образом, в настоящей главе мы определили все токи короткого замыкания на ГПП «Огнеупор».

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

8.1 Выбор линейного разъединителя

Принимаем к установке линейный разъединитель типа РГП СЭЩ 110 кВ.

Таблица 8.1 – Проверка разъединителя РГП СЭЩ 110 кВ

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н}}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{дл.доп}}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 419 \text{ А}$
$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{доп.нб}}$	$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{доп.нб}} = 419 \text{ А}$
На динамическую стойкость при КЗ: $i_{\text{ном.дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{ном.дин}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 1,18 \text{ кА}$
На термическую стойкость: $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B$	$300 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B = 0,21 \text{ кА}^2 \text{ с}$ – тепловой импульс тока КЗ

Тепловой импульс тока КЗ определяется:

$$B = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}), \quad (8.1)$$

где: B – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \text{с}$;

$t_{\text{отк}}$ – время отключения, с, которое (см. формулу 67):

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{в}} + t_{\text{рза}} = 0,1 + 1 = 1,1 \text{ с}, \quad (8.2)$$

где: $t_{\text{в}} = 0,1 \text{ с}$ [1];

$t_{\text{рза}} = 1 \text{ с}$ – время отключения РЗиА ориентировочно для МТЗ трансформатора;

$T_{\text{а}} = 0,01 \text{ с}$.

$$B = 0.44^2(1,1 + 0,01) = 0.21 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Вывод: выбранный линейный разъединитель проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке ко всему оборудованию напряжением 110 кВ.

8.2 Выбор трансформатора напряжения

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 57У1.

Таблица 8.2 – Проверка трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 57У1

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{дл.доп}}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 419 \text{ А}$
$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{доп.нб}}$	$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{доп.нб}} = 419 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 0.44 \text{ кА}$

Вывод: выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке.

8.3 Выбор выключателя

Принимаем к установке вакуумный выключатель типа ВРС-110, первый вакуумный выключатель на напряжение 110 кВ с одним разрывом на фазу, т.к. не требуется частого включения (отключения) и имеется высококвалифицированный персонал для его обслуживания.

Таблица 8.3 – Проверка выключателя ВРС-110

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_n$	$U_{ном} = 110 кВ$	$U_{сети} = 110 кВ$
По номинальному току: $I_{ном} \geq I_{дл.доп}$	$I_{ном} = 2000 А$	$I_{расч} = 419 А$
$I_{откл} \geq I_{п0}$	$I_{откл} = 2.5 кА$	$I_{п0} = 0.44 кА$
$I_{пред.ск.} \geq I_{п0}$	$i_{пред.ск.} = 52 кА$	$I_{п0} = 4,2 кА$
На динамическую стойкость при КЗ: $i_{ном.дин} \geq i_y$	$i_{ном.дин} = 81 кА$	$i_y = 1.18 кА$
На термическую стойкость: $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B$	$20^2 \cdot 8 = 31.5 кА^2 с$	$B = 0.21 кА^2 с$
По отключающей способности: $S_{ном} \geq S_{расч}$	$S_{ном} = \sqrt{3} I_{ном.откл} U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 = 346,4 МВА$	$S_{расч} = 83,7 МВА$

Вывод: выбранный выключатель проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке.

8.4 Выбор трансформатора тока

Принимаем к установке ТФНД -110М - ХЛ.

Проверка трансформатора тока ТФНД -110М -ХЛ приведена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Проверка трансформатора тока ТФНД -110М - ХЛ

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{Н}}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{дл.доп}}$	$I_{\text{НОМ}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 419 \text{ А}$
По динамической стойкости: $i_{\text{НОМ.дин}} \geq i_{\text{у}}$ или $\sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{\text{НОМ}} \geq i_{\text{у}}$, где $i_{\text{НОМ.дин}}$ - ток эл.динамической стойкости;	$\sqrt{2} \cdot 150 \cdot 96 = 20,3 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 1.18 \text{ кА}$
$k_{\text{дин}}$ - кратность эл.динамической стойкости; $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток, А	$\sqrt{2} \cdot 96 \cdot 150 = 20,3 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 1.18 \text{ кА}$
По термической стойкости: $I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B$ или $(I_{\text{НОМ}} k_{\text{Т}})^2 t_{\text{терм}} \geq B$ где $I_{\text{терм}}$ - допустимый ток термической стойкости, кА; $t_{\text{терм}}$ - допустимое время термической стойкости, с	$34.6^2 * 18.8 = 22.5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B = 0.21 \text{ кА}^2 \text{ с}$
По вторичной нагрузке: $r_{2\text{НОМ}} \geq r_2$, где $r_{2\text{НОМ}}$ - номинальная нагрузка в требуемом классе точности	$r_{2\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$r_{2\text{расч}} = 0,37 \text{ Ом}$

Определим расчётную вторичную нагрузку для данного трансформатора тока для следующих условий: схему соединений трансформаторов тока

принимаем «неполная звезда». Приборы, подключаемые к трансформатору тока: амперметр, счётчик активной и счётчик реактивной энергии, ваттметр.

Расчёт нагрузки трансформатора приведён в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Расчёт нагрузки трансформатора тока

Прибор	Нагрузка по фазам, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0,5	–	–
Ваттметр	0,5	–	0,5
Счётчик активной энергии	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	2,5	–	2,5
Итого	6	–	5,5

Наиболее загруженная фаза – фаза А:

$$S_{\text{приб}} = 6\text{ВА}$$

Сопротивление приборов определится:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24\text{Ом}, \quad (8.3)$$

где: $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной сети, А.

Определим максимально возможное сопротивление соединительных проводов в классе точности 0,5:

$$R_{\text{приб}} = r_{2\text{ном}} \cdot R_{\text{приб}} + R_{\text{кон}}, \quad (8.4)$$

где, $R_{\text{кон}}$ – сопротивление контактное ($R_{\text{кон}}=0,1$).

Сечение соединительных проводов трансформатора тока определяется:

$$S_{\text{пров}} = \frac{\rho l}{R_{\text{пров}}}, \quad (8.5)$$

где: l – длина трассы проводов, для ячейки КРУ, принимаемой установке, она равна 6 метров (для схемы «неполная звезда»), м;

ρ – удельное сопротивление материала провода. Провод принимаем к установке с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283 \text{ Оммм}^2/\text{м}$.

Принимаем $S_{\text{пров}} = 4 \text{ мм}^2$, тогда при данном сечении сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

При этом расчётная вторичная нагрузка трансформатора:

$$r_{2\text{ном}} = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{кон}} = 0,23 + 0,1 + 0,04 = 0,37 \text{ Ом.} \quad (8.6)$$

Вывод: выбранный трансформатор тока проходит по всем критериям выбора и принимается к установке.

Так же принимаем разрядник типа РВС-110 – вентильный стационарный разрядник, предназначенный для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования.

8.5 Выбор шин

Выбираем шины однополосные АТ 80x10 ($I_{\text{доп}} = 1900 \text{ А}$).

Динамическое усилие, действующее на шину при трехфазном КЗ, определяется:

$$F = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \quad (8.7)$$

где: $a = 0,3 \text{ м}$ – расстояние между фазами.

$$F = \sqrt{3} \frac{1180^2}{0,3} 10^{-7} = 80,6 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления одной полосы определяется

$$W = \frac{h^2 b}{6} = \frac{8^2 \cdot 1}{6} = 10,7 \text{ см}^3. \quad (8.8)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента определяется:

$$\sigma = \frac{Fl^2}{10W} \text{ МПа,} \quad (8.9)$$

где: $l = 0,9$ м – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции.

$$\sigma = \frac{80,6 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 10,7} = 49,17 \text{ МПа.}$$

При этом должно выполняться условие

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (8.10)$$

Расчётное напряжение сравниваем с допустимым $75 \text{ МПа} > 49,17 \text{ МПа}$, т.е. шина динамически устойчива.

Термическая прочность шины определяется по минимальному сечению

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (8.11)$$

где: S_{min} – минимально допустимое сечение шины, мм^2 ;

$C = 91A\sigma^{-1}/\text{мм}^2$ – функция, определяемая по [4].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{19,6 \cdot 10^6}}{91} = 48 \text{ мм}^2$$

При этом должно выполняться условие

$$S_{\text{min}} \leq S_{\text{расч}} \quad (8.12)$$

$48 \text{ мм}^2 < 80 \cdot 10 = 800 \text{ мм}^2$, т.е. выбранная шина динамически и термически устойчива.

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35 кВ

9.1 Выбор выключателя

Принимаем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-35кВ.

Таблица 9.1 – Проверка выключателя ВВ/TEL-35 кВ

Условия выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{дл.доп.}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 693 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по.}}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по.}} = 6,74 \text{ кА}$
$I_{\text{пред.скв}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{пред.скв}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{по.}} = 17,58 \text{ кА}$
По отключающей способности: $S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$	$S_{\text{н}} = \sqrt{3} * I_{\text{н.отк}} * U_{\text{н}}$ $= \sqrt{3} * 20 * 35$ $= 1212,4 \text{ МВА}$	$S_{\text{р}} = 222 \text{ МВА}$
На динамическую стойкость при КЗ: $i_{\text{н.дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{н.дин.}} = 22 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 3,49 \text{ кА}$
На термическую стойкость: $I_{\text{т}}^2 * t_{\text{т}} \geq B$	$20^2 * 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 47,4 \text{ кА}^2\text{с}$

Вывод: выбранный вакуумный выключатель проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке. Аналогичные расчеты произвожу для выбора выключателей от шин 35 кВ до электроприемников. Принимаем к установке выключатель типа ВВ/TEL-35 кВ.

9.2 Выбор трансформатора тока

Принимаем к установке ТПОЛ - 35.

Таблица 9.2 – Проверка трансформатора тока ТПОЛ – 35

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_n$	$U_{ном} = 35кВ$	$U_{сети} = 35кВ$
По номинальному току: $I_{ном} \geq I_{дл.доп}$	$I_{ном} = 800А$	$I_{расч} = 693А$
По динамической стойкости: $i_{ном.дин} \geq i_y$ или $\sqrt{2}k_{дин} I_{ном} \geq i_y$, где $i_{ном.дин}$ - ток эл. динамической стойкости;	$100кА$	$i_y = 17.58кА$
$k_{дин}$ - кратность эл. динамической стойкости; $I_{ном}$ - номинальный первичный ток, А	$20,3кА$	$i_y = 17.58кА$

Определим расчётную вторичную нагрузку для данного трансформатора тока для следующих условий: схему соединений трансформаторов тока принимаем «неполная звезда».

Расчёт нагрузки трансформатора приведён в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Расчёт нагрузки трансформатора тока

Прибор	Нагрузка по фазам, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0,5	–	–
Ваттметр	0,5	–	0,5
Счётчик активной энергии	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	2,5	–	2,5
итого	6	–	5,5

Наиболее загруженная фаза – фаза А:

$$S_{\text{приб}} = 6\text{ВА}$$

Сопротивление приборов определится:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24\text{Ом} \quad (9.1)$$

где: $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной сети, А.

Определим максимально возможное сопротивление соединительных проводов в классе точности 0,5 :

$$R_{\text{приб}} = r_{2\text{ном}} \cdot R_{\text{приб}} + R_{\text{кон}} \quad (9.2)$$

где: $R_{\text{кон}}$ – сопротивление контактное ($R_{\text{кон}} = 0,1$).

Сечение соединительных проводов трансформатора тока определяется

$$S_{\text{пров}} = \frac{\rho l}{R_{\text{пров}}} \quad (9.3)$$

где: l – длина трассы проводов, для ячейки КРУ, принимаемой установке, она равна 6 метров (для схемы «неполная звезда»), м;

ρ – удельное сопротивление материала провода. Провод принимаем к установке с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283 \text{ Оммм}^2/\text{м}$.

Принимаем $S_{\text{пров}} = 4\text{мм}^2$, тогда при данном сечении сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

При этом расчётная вторичная нагрузка трансформатора:

$$r_{2\text{ном}} = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{кон}} = 0,23 + 0,1 + 0,04 = 0,37 \text{ Ом.} \quad (9.4)$$

Вывод: выбранный трансформатор тока проходит по всем критериям выбора и принимается к установке.

9.3 Выбор трансформатора напряжения

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НОМ-35-66У1.

Таблица 9.4 – Проверка трансформатор напряжения типа НОМ-35-66У1

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{н}}$	$U_{\text{НОМ}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35\text{кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{дп.доп}}$	$I_{\text{НОМ}} = 700\text{А}$	$I_{\text{расч}} = 693\text{А}$
$K_{\text{п}} I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{доп.нб}}$	$K_{\text{п}} I_{\text{НОМ}} = 2100\text{А}$	$I_{\text{доп.нб}} = 693\text{А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 740\text{кА}$	$I_{\text{п0}} = 17.58\text{кА}$

Вывод: выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке.

9.4 Выбор шин

Выбираем шины однополосные АТ 50х5 ($I_{\text{доп}} = 860\text{ А}$).

Динамическое усилие, действующее на шину при трехфазном КЗ, определяется:

$$F = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \quad (9.5)$$

где: $a = 0,3\text{ м}$ – расстояние между фазами.

$$F = \sqrt{3} \frac{1758^2}{0,3} 10^{-7} = 17,8 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления одной полосы определяется:

$$W = \frac{h^2 b}{6} = \frac{5^2 \cdot 0.5}{6} = 10,7 \text{ см}^3. \quad (9.6)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента определяется:

$$\sigma = \frac{Fl^2}{10W} \text{ МПа}, \quad (9.7)$$

где: $l = 0,9$ м – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции.

$$\sigma = \frac{17,8 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 10,7} = 13,4 \text{ МПа}.$$

При этом должно выполняться условие

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (9.8)$$

Расчётное напряжение сравниваем с допустимым $75 \text{ МПа} > 13,4 \text{ МПа}$, т.е. шина динамически устойчива.

Термическая прочность шины определяется по минимальному сечению:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (9.9)$$

где: S_{min} – минимально допустимое сечение шины, мм^2 ;

$C = 91 \text{ Ас}^{-1}/\text{мм}^2$ – функция, определяемая по [4].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,44 \cdot 10^6}}{91} = 219 \text{ мм}^2.$$

При этом должно выполняться условие :

$$S_{\text{min}} \leq S_{\text{расч}}. \quad (9.10)$$

$219 \text{ мм}^2 < 50 \cdot 5 = 250 \text{ мм}^2$, т.е. выбранная шина динамически и термически устойчива.

Так же принимаем разрядник типа РВС-35 – вентильный стационарный разрядник, предназначенный для защиты от кратковременных перенапряжений (в

пределах пропускной способности разрядников) изоляции оборудования электрических станций и подстанций переменного тока напряжением 15 – 150 кВ.

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 кВ

10.1 Выбор трансформатора напряжения

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66У.

Таблица 10.1 – Проверка трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66У

Условия выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$

Таблица 10.2 – Технические данные трансформатора тока НТМИ-6-66У

Тип	Номинальное напряжение, В		Номинальная мощность, ВА, в классе точности			Максимальная мощность, ВА
	ВН	НН	0,5	1,0	3,0	
НТМИ-6-66У	6000	100	50	75	200	400

Выбранный трансформатор напряжения проходит по всем критериям, и мы принимаем его к установке.

10.2. Выбор трансформатора тока

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТПОЛ-10. Проверка трансформатора тока ТПОЛ-10 приведена в таблице 10.3.

Определим расчётную вторичную нагрузку для данного трансформатора тока для следующих условий: схему соединений трансформаторов тока принимаем «неполная звезда». Приборы, подключаемые к трансформатору тока: амперметр, счётчик активной и счётчик реактивной энергии, ваттметр.

Расчёт нагрузки трансформатора приведён в таблице 10.4.

Таблица 10.3 – Проверка трансформатора тока ТПОЛ-10

Условие выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{дл.доп}}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 550 \text{ А}$
По динамической стойкости: $i_{\text{ном.дин}} \geq i_{\text{у}}$ или $\sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{\text{ном}} \geq i_{\text{у}}$, где $i_{\text{ном.дин}}$ - ток эл. динамической стойкости;	81,5 кА	$i_{\text{у}} = 17.58 \text{ кА}$
$k_{\text{дин}}$ - кратность эл. динамической стойкости; $I_{\text{ном}}$ - номинальный первичный ток, А	20,3 кА	$i_{\text{у}} = 17.58 \text{ кА}$
По вторичной нагрузке: $r_{2\text{н}} \geq r_{2\text{р}}$ Где $r_{2\text{н}}$ - номинальная нагрузка требуемая в классе точности	$r_{2\text{н}} = 10 \text{ Ом}$	$r_{2\text{р}} = 0,388 \text{ Ом}$

Таблица 10.4 – Расчёт нагрузки трансформатора тока

Прибор	Нагрузка по фазам, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0,5	–	–
Ваттметр	0,5	–	0,5
Счётчик активной энергии	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	2,5	–	2,5
Итого	6	–	5,5

Наиболее загруженная фаза – фаза А:

$$S_{\text{приб}} = 6\text{ВА}$$

Сопротивление приборов определится:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24\text{Ом}, \quad (10.1)$$

где: $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной сети, А.

Определим максимально возможное сопротивление соединительных проводов в классе точности 0,5:

$$R_{\text{приб}} = r_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{кон}}, \quad (10.2)$$

где: $R_{\text{кон}}$ – сопротивление контактное ($R_{\text{кон}} = 0,1$).

Сечение соединительных проводов трансформатора тока определяется

$$S_{\text{пров}} = \frac{\rho l}{R_{\text{пров}}}, \quad (10.3)$$

где: l – длина трассы проводов, для ячейки КРУ, принимаемой установке, она равна 6 метров (для схемы «неполная звезда»), м;

ρ – удельное сопротивление материала провода. Провод принимаем к установке с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283$ Оммм²/м.

Принимаем $S_{\text{пров}} = 4\text{мм}^2$, тогда при данном сечении сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

При этом расчётная вторичная нагрузка трансформатора

$$r_{2\text{ном}} = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{кон}} = 0,23 + 0,1 + 0,04 = 0,37 \text{ Ом.} \quad (10.4)$$

Таким образом, выбранный трансформатор тока проходит по всем критериям выбора и принимается к установке.

10.3 Выбор выключателей

Выбор выключателя производим для П/СТ № 71 и П/СТ № 76.

Принимаем к установке вакуумный выключатель типа ВРС-6 У2.

Таблица 10.5 – Проверка выключателя ВРС-6 У2.

Условия выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{дл.доп.}}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 330 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по.}}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по.}} = 6,57 \text{ кА}$
По отключающей способности: $S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$	$S_{\text{н}} = \sqrt{3} * I_{\text{н.откл}} * U_{\text{н}}$ $= \sqrt{3} * 20 * 35$ $= 1212,4 \text{ МВА}$	$S_{\text{р}} = 71,6 \text{ МВА}$
На динамическую стойкость при КЗ: $i_{\text{н.дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{н.дин.}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,28 \text{ кА}$
На термическую стойкость: $I_{\text{т}}^2 * t_{\text{т}} \geq B$	$40^2 * 0,065 = 104 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 47,4 \text{ кА}^2\text{с}$

Вывод: выбранный вакуумный выключатель проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке.

Принимаем к установке выключатель типа ВРС-6 У2.

Аналогичные расчеты производим для выбора выключателей от шин 6 кВ до электроприемников. Результаты заносим в таблицу 10.6.

Таблица 10.6 – Проверка по параметрам остальных электроприемников 6 кВ.

Наименование потребителя	U _{сети} кВ	I _p А	I _{п0} кА	i _y кА	B кА ² с	S _p МВА
п/ст № 70	6	550	6,66	14,08	48,7	72,5
п/ст «РУСН ТЭЦ»	6	220	6,67	13,16	48,9	72,6
п/ст № 75	6	330	6,57	13,43	47,4	71,6
ТСН	6	88	6,61	16,77	48,0	72
Уралтрансгаз	6	88	1,15	2,43	1,45	12,5
п/ст № 78	6	550	5,75	10,53	36,3	62,6
п/ст №85	6	220	6,66	15,58	48,7	72,5
п/ст №94	6	330	6,52	14,15	46,7	71,0
ЗАО «ЗБМ»	6	110	1,71	3,3	3,2	18,6
БСК	6	288	6,88	13,24	52,0	72,9

Окончательно принимаем к установке вакуумные выключатели типа ВРС-6

Осуществим выбор межсекционного выключателя в таблице 10.7.

Принимаем к установке вакуумный выключатель типа ВРС-6 У2.

Таблица 10.7 – Проверка выключателя ВРС-6 УЗ

Условия выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
По номинальному напряжению: $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току: $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{дл.доп.}}$	$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 419 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по.}}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по.}} = 6,57 \text{ кА}$
$I_{\text{пред.скв}} \geq I_{\text{по}}$	$S_{\text{H}} = \sqrt{3} * I_{\text{H.отк}} * U_{\text{H}}$ $= \sqrt{3} * 20 * 35$ $= 1212,4 \text{ МВА}$	$S_{\text{p}} = 71,6 \text{ МВА}$
По отключ. способности: $S_{\text{H}} \geq S_{\text{p}}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$

Окончание таблицы 10.7

Условия выбора	Номинальный параметр	Расчётный параметр
На динамическую стойкость при КЗ: $i_{н.дин.} \geq i_y$	$i_{н.дин.} = 128\text{кА}$	$i_y = 15,28\text{кА}$
На термическую стойкость: $I_T^2 * t_T \geq B$	$40^2 * 0,065 = 104\text{кА}^2\text{с}$	$B = 47,4\text{кА}^2\text{с}$

Вывод: выбранный вакуумный выключатель проходит по всем параметрам в аварийном режиме работы и принимается к установке.

10.4 Выбор шин

Выбираем шины однополосные АТ 100×6 ($I_{доп} = 1810 \text{ А}$).

Динамическое усилие, действующее на шину при трехфазном КЗ, определяется

$$F = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \quad (10.5)$$

где, $a = 0,3 \text{ м}$ – расстояние между фазами.

$$F = \sqrt{3} \frac{1758^2}{0,3} 10^{-7} = 17,8 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления одной полосы определяется:

$$W = \frac{h^2 b}{6} = \frac{10^2 \cdot 0,6}{6} = 10 \text{ см}^3. \quad (10.6)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента определяется:

$$\sigma = \frac{Fl^2}{10W} \text{ МПа,} \quad (10.7)$$

где, $l = 0,9$ м – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции.

$$\sigma = \frac{17,8 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 10} = 13 \text{ МПа.}$$

При этом должно выполняться условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (10.8)$$

Расчётное напряжение сравниваем с допустимым $75 \text{ МПа} > 13 \text{ МПа}$, т.е. шина динамически устойчива.

Термическая прочность шины определяется по минимальному сечению:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (10.9)$$

где: S_{min} – минимально допустимое сечение шины, мм^2 ;

$C = 91 A c^{-1} / \text{мм}^2$ – функция, определяемая по [4].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{47,8 \cdot 10^6}}{91} = 525 \text{ мм}^2$$

При этом должно выполняться условие:

$$S_{\text{min}} \leq S_{\text{расч}} \quad (10.10)$$

$525 \text{ мм}^2 < 100 \cdot 6 = 600 \text{ мм}^2$, т.е. выбранная шина динамически и термически устойчива.

11 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Сначала опишем саму суть рассматриваемой проблемы на подстанции «Огнеупор». Самое большое электропотребление ПАО «Комбинат «Магнезит» приходится на подстанцию «Брусит».

Планируемая автоматическая система контроля управления электропотребления (далее – АСКУЭ) обусловлена следующими глобальными причинами:

- отсутствие обслуживающего персонала на подстанции;
- особенностями внешнего электроснабжения подстанции;
- особенностями тарифов на электроснабжение, заключаемых ПАО «Комбинат «Магнезит» с энергоснабжающими организациями.

Рассмотрим вышеперечисленные причины более подробно:

1) Отсутствие обслуживающего персонала на подстанции.

В условиях экономического кризиса вряд ли целесообразно будет вводить обслуживающий персонал на подстанцию. В тоже время данная подстанция является одной из наиболее энергоемких подстанций предприятия. Кроме того подстанция является частью энергетической системы Саткинского района, т.к. через нее осуществляется закольцовывание схемы электроснабжения МРСК Урала «ПС Сатка – ПС Брусит – ПС Сулея». Любой сбой электроснабжения подстанции приводит автоматически к прекращению взаимного резервирования в схеме «ПС Сатка – ПС Брусит – ПС Сулея», а также в перерывах электроснабжения энергоемкого потребителя ПАО «Комбината «Магнезит» – шахты. Особенностью данного потребителя является то, что в его составе преобладают мощные единичные электроприемники 1 категории надежности.

2) К особенностям внешнего электроснабжения подстанции «Брусит» относятся значительный перепад уровня напряжения при системных переключениях. Подобное положение приводит к тому, что на период осуществления переключений в энергосистеме (т.е. исключительно в схеме внешнего электроснабжения) на подстанции возможно существенное снижение или повышение напряжения на секциях 110 кВ, это в свою очередь приводит к

тому, что напряжение сначала изменяется на секциях шин 6 кВ ПС «Брусит», а затем на шинах цеховых подстанциях, питающихся от нее. На рисунке 11.1 приведен один из последних случаев значительного изменения уровня напряжения на шинах 6 кВ ПС «Брусит».

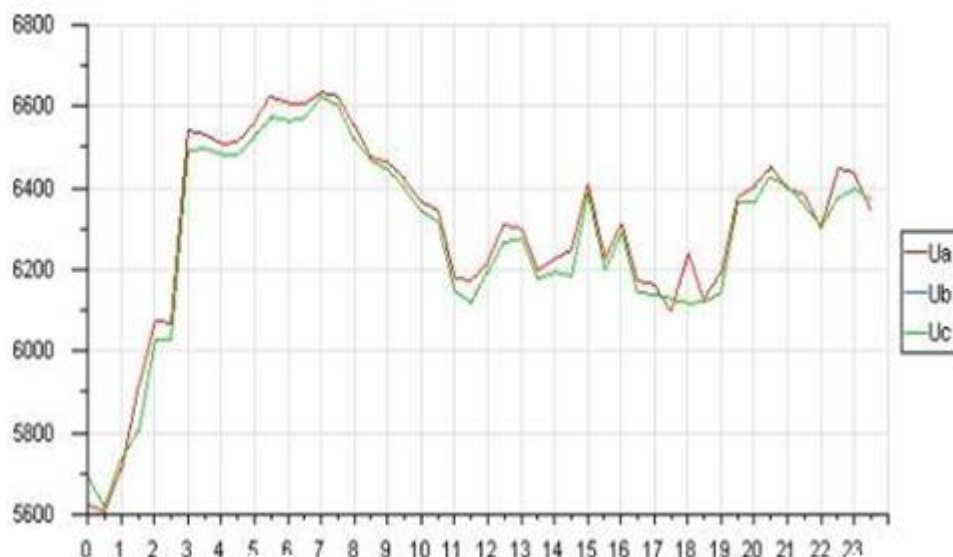


Рисунок 11.1 – Изменение уровня напряжения на стороне 6 кВ пс «Брусит»
01.06.18

Из рисунка 11.1 видно, что в течении 3 часов уровень напряжения увеличился с 5,6 кВ до 6,6 кВ – т.е. перепад уровня напряжения составил 1 кВ, что является существенной величиной. Дело в том, что технологический процесс производства горных работ сильно зависит от подводимой мощности.

При подобных перепадах уровня напряжения (см. рисунок 11.1) качественно работать ни один из электроприемников не будет.

Это обуславливает одну из первоочередных задач планируемой диспетчеризации – отслеживать уровень напряжения на шинах 110 и 6 кВ ПС «Брусит» при одновременном контроле положения устройства РПН силовых трансформаторов подстанции.

3) К особенностям тарифов на электроснабжение, заключаемых ПАО «Комбинат «Магнезит» с энергоснабжающими организациями относится то, что, тариф для предприятия (причем любой) – является двухставочным, т.к.

установленная мощность предприятия превышает 670 кВА. С 1 июля 2013 года потребители, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, обязаны рассчитываться по почасовым объемам потребления электроэнергии (пункт 97 Постановления Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 г). Соответственно для предприятия более предпочтителен тариф с использованием интегрального учета (т.е. требующего наличия АСКУЭ). В противном случае предприятие будет рассчитываться по конечным показаниям расчетных электросчетчиков с использованием методики расчета энергоснабжающей организации, что является заведомо невыгодным.

Поэтому на ПАО «Комбинат «Магнезит» существует АСКУЭ, которая в т.ч. включает электросчетчики, установленные на стороне 6 кВ ГПП №14.

Проблема предприятия заключается в том, что интервал усреднения данных в АСКУЭ составляет 30 минут (это одно из требований НП АТС), а график работы шахты и карьера является резкопеременным – см. рисунок 11.2.

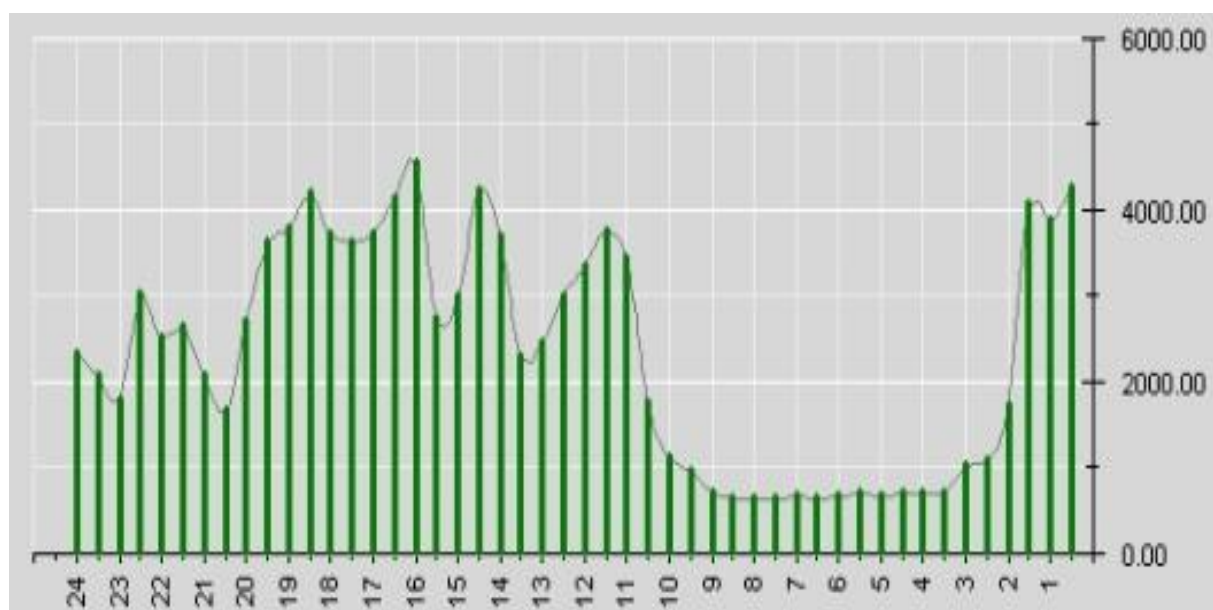


Рисунок 11.2 – График отбора получасовой мощности фидера ПС №14

1 сш за 01.06.18

Как следует из рисунка 11.2, нагрузка может колебаться в широких пределах, причем размах колебаний очень существенен. Это приводит к тому, что предприятие либо контролирует нагрузку (предпринимая меры по ее

выравниванию или снижению), либо заведомо переплачивает за заявленную мощность. Т.е. любая система диспетчеризации, внедряемая на ПС «Брусит» должна предусматривать следующие реализации следующих мероприятий:

– контроль потребляемой электрической активной мощности на стороне 6 кВ силовых трансформаторов ГПП, а также на всех отходящих фидерах ЗРУ – 6 кВ. Причем контроль должен вестись в режиме реального времени – т.е. с дискретностью передачи данных не меньше 2 – 3 минут;

– контроль за уровнем напряжения на стороне 35 кВ вводов ГПП в режиме реального времени;

– контроль за положением РПН на силовых трансформаторах ГПП.

12 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АСКУЭ

12.1 Общие сведения об АСКУЭ

Теперь перейдем к описанию предлагаемой схемы диспетчеризации ГПП «Брусит».

Выбранная диспетчеризация заключается в телеизмерении тока и напряжении в ячейках 6 кВ ЗРУ ПС «Брусит» № 3,5,7,11,13,17,8,12,16,18,20,26.

Благодаря этим телеизмерениям мы получим возможность измерять ток и напряжение, а в следствии попадания на сервер телемеханики, программным путем проводить их умножение, получая активную мощность. Тем самым мы получаем мгновенную информацию о потребляемой активной мощности, которая причем по каждой из цеховых подстанций, получающих питание от ПС «Брусит».

Смысл телеизмерения положения РПН на силовых трансформаторах ГПП, заключается в следующем: т.к. нам необходимо время от времени менять напряжение в ту или иную сторону, в основном для уменьшения. Например, производим замер напряжение на трансформаторе на стороне 35 кВ и если напряжение слишком большое, нам необходимо уменьшить его. Дистанционно мы не можем это сделать и придется отправить туда персонал. Но если у нас есть телеизмерение положения РПН, то мы точно знаем в каком положении стоит переключатель РПН. Это дает нам возможность планировать переключения на РПН ГПП №14.

Дополнительно диспетчеризация ПС «Брусит» должна предусматривать телесигнализацию положения выключателей 6 кВ ячеек № 3,5,7,11,13,17,8,12,16,18,20,26. Это необходимо для того, чтобы повысить электробезопасность при проведении любых оперативных переключениях, проводимых на подстанции, т.к:

– мы можем занести положение выключателей в диспетчерскую мнемосхему, на которой визуальнo отображаются визуальнo включение и отключение всех выключателей на ПС «Брусит»;

– мы точно можем знать, что та или иная цеховая подстанция у нас включена или отключена. Например, показания пропали, а положение включено, это значит что у нас, что – то случилось с показаниями телеизмерения в этой ячейке.

Теперь перейдем к описанию технической части проекта диспетчеризации.

Технические средства диспетчеризации на ПС «Брусит» включают в себя:

- навесной шкаф КП «Исеть», расположенный на щите управления;
- аппаратура производства ООО «НТК Интерфейс», г. Екатеринбург: в виде контроллеров опроса типа «Синком IP/DIN», модуля ввода дискретных сигналов ТС430, а также клемников ТС на 16 входов для подключения контрольных кабелей.

Функциональная схема диспетчеризации ПС «Брусит» представлена на рисунке 12.1.

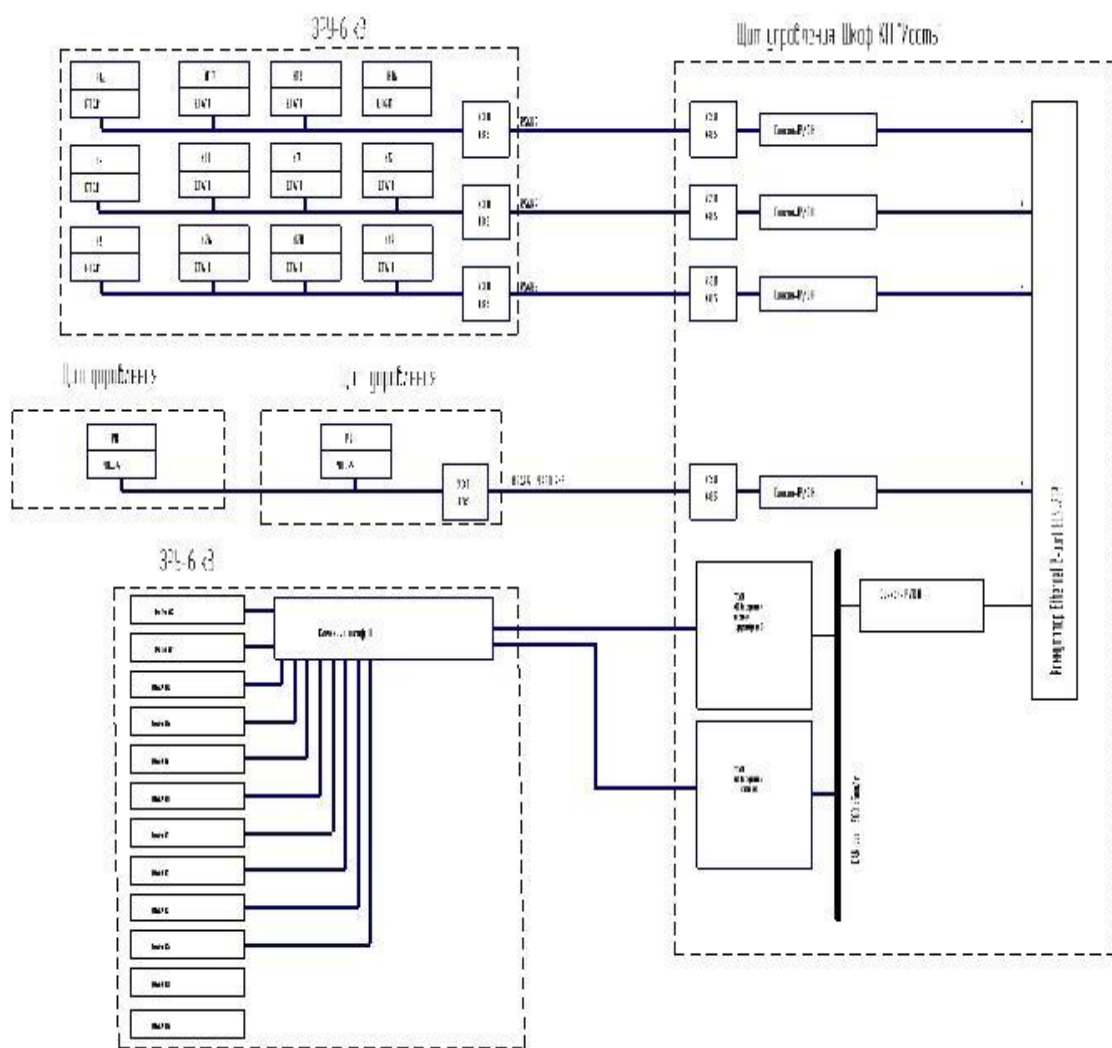


Рисунок 12.1 – Функциональная схема диспетчеризации ПС «Брусит»

Как следует из рисунка 12.1, внутренним интерфейсом связи (для связи преобразователей ЗРУ – 6 кВ, ЗРУ – 35 со шкафом «Исеть») на ПС «Брусит» является RS 485 (т.к. длина соединений не превышает 1,2 км), а внешним (для соединения сервера, автоматизированных рабочих мест и шкафа) «Исеть» – оптическое волокно.

Клеммник – это обыкновенный соединитель проводов, в том числе и с разными электрохимическими свойствами (например, медь и алюминий). Любые конструкции клеммника должны обеспечивать надежный и безопасный контакт электрических проводов в монтажных узлах электрических сетей, и в первую очередь в распределительных коробках.

Контроллер опроса опрашивает с какой-то дискретностью все существующие ячейки. Внутри имеется исполнительный механизм - преобразователя, раз в 1 – 3 минуты контроллер одновременно опрашивает все ячейки. Дискретность устанавливается на контроллере в ручную.

Сбор данных с преобразователя измерительного многофункционального, производства ОДО «Энергоприбор» г. Витебск, Республика Беларусь, в ячейку идет по цифровому интерфейсу RS-485 по кабелю (экранированная витая пара).

С цифровых указателей положения РПН, сигнал поступает в цифровом виде, на панели N 8 и N 10 соответственно щита управления.

Ввиду отсутствия у выключателей 6 кВ в ячейках КСО свободных блок – контактов, в релейных отсеках указанных ячеек устанавливаются дополнительные реле положения «Включено» (РПВ) и реле положения «Отключено» (РПО) типа РП 23 (промежуточное реле), контакты которых используются для телесигнализации, в схему РЗиА. В случае срабатывания РПВ или РПО, сигнал проходит в навесной шкаф КП «Исеть».

12.2 Выбор преобразователя

Внешний вид преобразователя представлен на рисунке 12.2.

Назначение данного преобразователя рассмотрим подробно ниже.

Многофункциональный измерительный преобразователь типа ЕТ (в

дальнейшем – МИП) предназначен для линейного преобразования параметров трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей переменного тока частотой 50 Гц (переменный ток, напряжение переменного тока, активная и реактивная мощность, частота и др.) и передачи их значений по гальванически развязанным интерфейсам RS485 (далее – интерфейс). Протоколы обмена Modbus RTU, Modbus ASCII, ГОСТ Р МЭК 870-5-101.



Рисунок 12.2 – Многофункциональный измерительный преобразователь ET

Для телемеханизации объектов энергетики, в АСУ ТП энергоемких объектов различных отраслей промышленности, для контроля параметров переменного тока электрических сетей и генерирующих объектов.

Состав параметров, измеряемых ПИМ ET и пределы допускаемых основных приведенных погрешностей по измеряемому параметру (g) не превышают значений указанных в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Параметры преобразователя

Измеряемый параметр	g, %
Действующее значение фазного напряжения	± 0,2
Действующее значение линейного напряжения	± 0,2
Действующее значение напряжения нулевой последовательности	± 0,2

Окончание таблицы 12.1

Измеряемый параметр	g, %
Действующее значение фазного тока	$\pm 0,2$
Действующее значение тока нулевой последовательности	$\pm 0,2$
Активная мощность фазы нагрузки	$\pm 0,5$
Суммарная активная мощность	$\pm 0,5$
Реактивная мощность фазы нагрузки	$\pm 0,5$
Суммарная реактивная мощность	$\pm 0,5$
Полная мощность фазы нагрузки	$\pm 0,5$
Суммарная полная мощность	$\pm 0,5$
Частота сети	$\pm 0,01$
Коэффициент мощности ($\cos \phi$)	$\pm 0,5$

Многофункциональные преобразователи ЕТ относятся к изделиям ГСП третьего порядка по ГОСТ 12997, то есть к изделиям, которые не требуется размещать внутри других изделий при эксплуатации.

По степени защиты от поражения электрическим током преобразователи измерительные ЕТ соответствуют оборудованию класса II по ГОСТ 12.2.091.

Многофункциональные измерительные преобразователи ЕТ устойчивы и прочны к воздействию синусоидальной вибрации в диапазоне частот от 10 до 55 Гц при амплитудном значении смещения 0,15 мм (группа N1 по ГОСТ 12997).

Измерительные преобразователи ЕТ предназначены для эксплуатации при температуре от (-40) до (+60) °С и относительной влажности 95 % при температуре 35 °С (группа С4 по ГОСТ 12997).

Многофункциональные преобразователи относятся к стационарному оборудованию, эксплуатируемому в производственных помещениях вне жилых домов.

Измерительные преобразователи ЕТ предназначены для эксплуатации при

атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа (630 – 800 мм рт. ст.) и относятся к группе Р1 по ГОСТ 12997.

Степень защиты корпуса многофункционального измерительного преобразователя от воздействия окружающей среды – IP5X по ГОСТ 14254.

Преобразователи ЕТ выполнены в едином корпусе и предназначены для навесного монтажа на щитах и панелях с передним присоединением монтажных проводов.

Многофункциональные измерительные преобразователи ЕТ предназначены для включения непосредственно или через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Внимание! Преобразователи ЕТ не предназначены для установки и эксплуатации во взрывоопасных и пожароопасных зонах по ПУЭ.

Измерительные преобразователи являются взаимозаменяемыми, восстанавливаемыми, ремонтируемыми изделиями.

Преобразователи измерительные ЕТ изготавливаются в соответствии с требованиями ТУ РБ 28855861.014-96.

Многофункциональные измерительные преобразователи ЕТ обеспечивают измерение параметров трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей, состав которых и номинальные значения входных токов и напряжений приведены в таблице 12.2. Номинальное значение измеряемой частоты равно 50 Гц. Номинальный коэффициент активной мощности – $\cos\varphi = \pm 1$, номинальный коэффициент реактивной мощности – $\sin\varphi = \pm 1$.

Диапазон изменений частоты входных сигналов от 45 до 55 Гц.

Время установления рабочего режима МИП после включения не превышает 5 мин. Частота обновления данных в регистрах МИП не менее 10 Гц. Время от приема запроса до начала выдачи данных не более 20 мс.

Все измерения содержат метки единого астрономического времени с дискретностью ± 10 мс.

Скорость обмена по интерфейсам RS-485 от 1200 до 115 200 бит/сек по протоколам Modbus RTU, Modbus ASCII, МЭК 870-5-101.

Состав измеряемых параметров приведен в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Состав измеряемых параметров

Серия	Исполнение ЕТ	Ток фазы, I_n , А	Напряже ние фазное, $U_{нф}$, В	Напряжен ие линейное, $U_{нл}$, В	Параметры питания	Измеряем ые параметры
400	ЕТ411	5,0	100/3	100	230 В, 50 Гц	U, I, P, Q, S, cos
	ЕТ412	2,5				
	ЕТ413	1,0				
	ЕТ414	0,5				
	ЕТ421	5,0	380/3	380		
	ЕТ422	2,5				
	ЕТ423	1,0				
	ЕТ424	0,5				
	ЕТ431	5,0	100/3	100	От измеритель ной цепи	

Мощность, потребляемая МИП от измерительной цепи входного сигнала не превышает:

- для каждой последовательной цепи – 0,1 ВА;
- для параллельных – 0,2 ВА.

Мощность, потребляемая МИП от источника питания, не превышает 2,5 ВА.

Средняя наработка на отказ преобразователей ЕТ с учетом технического обслуживания не менее 100000 ч.

Полный средний срок службы МИП не менее 15 лет.

Габаритные размеры преобразователей ЕТ не более 110x120x125 мм.

Масса МИП не более 0,7 кг.

МИП обеспечивает крепление на панель и на 35-миллиметровую DIN-рейку.

Краткие технические характеристики преобразователя ЕТ:

- 1) Номинальное значение I_n : 0,5 / 1,0 / 2,5 / 5,0 А;
- 2) Три входа напряжения (для разных модификаций);
- 3) Номинальное значение U_n : 3 × 220 / 380 V Номинальное значение U_n : 3 × 57,7 / 100 V;
- 4) Рабочий диапазон частот 45 – 55 Гц;
- 5) Частота обновления данных в регистрах преобразователя – не менее 5 Гц;
- 6) Время установления рабочего режима – не более 10 мин;
- 7) Мощность потребления по цепям тока – не более 0,2 ВА;
- 8) Мощность потребления по цепям напряжения (для разных модификаций) – не более 0,2 ВА (АЕТ 11х, 21х, 31х, 41х) – не более 0,6 ВА (АЕТ 12х, 22х, 32х, 42х);
- 9) Мощность потребления по цепи питания 220 В, 50 Гц – не более 2,5 ВА;
- 10) Габаритные размеры 120x80x120 мм. Масса не более 0,75 кг;
- 11) Средняя наработка на отказ – не менее 100 000 ч;
- 12) Средний срок службы – не менее 15 лет;
- 13) Интерфейс RS-485, сеть MODBUS (MODBUS RTU или MODBUS ASCII) .

Измеряемые параметры преобразователя:

- три фазных напряжения (погрешность измерения 0,2 %);
- напряжение нулевой последовательности (погрешность измерения 0,2 %);
- три междуфазных напряжения (погрешность измерения 0,2 %);
- три фазовых тока (погрешность измерения 0,2 %);
- ток нулевой последовательности (погрешность измерения 2 %);
- мощность активная (погрешность измерения i_o ; 5 %); мощность реактивная (погрешность измерения 0,5 %);
- мощность полная (погрешность измерения 0,5 %);
- частота (погрешность измерения 0,02 %).

В таблице 12.3 приведены измеряемые параметры.

Таблица 12.3 – Измеряемые параметры

Серия	Исполнение	Номинальное значение входного тока,	Номинальное значение междуфазного напряжения, В	Измеряемые параметры
АЕТ 100	АЕТ 113	1	100	U, I
	АЕТ 114	0,5		
	АЕТ 121	5	380	U, I
	АЕТ 122	2,5		
	АЕТ 123	1		
	АЕТ 124	0,5		
АЕТ 200	АЕТ 211	5	100	U, I, P, Q
	АЕТ 212	2,5		
	АЕТ 213	1		
	АЕТ 214	0,5		
	АЕТ 221	5	380	
	АЕТ 222	2,5		
	АЕТ 223	1		
	АЕТ 224	0,5		
АЕТ 300	АЕТ 311	5	100	U, I, P, Q, S
	АЕТ 312	2,5		

Примечание: U – напряжение, I – ток, P – активная мощность, Q – реактивная мощность, S – полная мощность, f – частота.

12.3 Выбор счетчика

Для замены существующего электросчетчика принимаем к установке многофункциональный счётчик альфа А1805RAL-P4GB-DW-4.

Многотарифный счетчик класса точности 0,5 / 1,0 для измерения активной и реактивной энергии в 2-х направлениях с памятью для хранения графиков

нагрузки, 4 гальванич. развяз. реле, цифровым портом с интерфейсами RS485, RS232 и оптопортом, подсветкой и доп. источником питания.

Функциональность данного счетчика:

- измерение активной и реактивной мощности с классом точности 0.2S, 0.5S, 1.0 в многотарифном режиме (6 величин);
- измерение параметров электросети с нормированными погрешностями;
- фиксация максимальной мощности нагрузки с заданным усреднением (от 1 до 60 мин);
- фиксация даты и времени максимальной активной и реактивной мощности для каждой тарифной зоны;
- запись и хранение данных графика нагрузки и параметров сети в памяти счетчика;
- передача результатов измерений по цифровым и импульсным каналам связи;
- автоматический контроль нагрузки и сигнализация о выходе параметров сети за установленные пределы;
- учёт потерь в силовом трансформаторе и линии электропередач.

Расширенные функции защиты:

- защита от несанкционированного доступа (паролями на ПО, счётчик и пломбированием);
- фиксация даты и времени снятия крышки счётчика и крышки клеммника;
- запись фактов изменения конфигурации счётчика;
- фиксация попыток связи с неверным паролем;
- фиксация отключения фаз напряжения;
- измерение мощности по модулю для каждой фазы;
- фиксация фактов реверса энергии;
- фиксация превышения заданных порогов по мощности;
- самодиагностика;
- увеличенный журнал событий.

Увеличенная память позволяет записать до 40 графиков нагрузки:

активная, реактивная и полная энергии (потреблённая, выданная, суммарная, Q1, Q2, Q3, Q4) и до 32 графиков параметров сети: пофазно U, I, cos Φ, P, Q, S, коэффициент нелинейных искажений; суммарные: P, Q, S, cos Φ.

Независимые интерфейсы:

- два независимых цифровых порта с интерфейсами RS-232 и RS-485;
- 6 программируемых импульсных выходов (4 канала по энергии, управление нагрузкой, мониторинг сети, сигнал предупреждения);
- оптический порт.

12.4 Выбор логометра

В качестве логометра выбираем тип УП-25. Последняя разработка - универсальный логометр УП-25. Данный логометр позволяет подключаться напрямую к сельсин-датчику, к резистивному датчику немецких, болгарских и других приводов, к ВCD-датчику или датчику с Gray-кодом немецких, корейских и китайских приводов, а так же к датчикам имеющим выход 4 – 20 мА и цифровой выход типа Modbus, отечественного и импортного производства.

Таким образом, УП-25 может быть подключен к любым используемым на территории России приводам, при этом выбор типа датчика осуществляется одной переключкой на задней стенке прибора, либо с помощью клавиатуры на передней панели прибора. По функциональным возможностям УП-25 перекрывает УП-22, имеет цифровые и аналоговые выходы как и УП-23 / 24, имеет выходы блокировки работы привода в первой и последней ступени и релейный выход. По запросу наших заказчиков была разработана и запущена в производство версия указателя УП25–ВCD для работы с датчиками положения РПН, кодирующими номер ступени трансформатора в ВCD код.

Внешний вид логометра УП-25 представлен на рисунке 12.3.

Двухразрядный цифровой указатель положения привода РПН (логометр) УП-25 предназначен для индикации в цифровом виде ступени регулирования РПН и используется для замены стрелочного указателя.

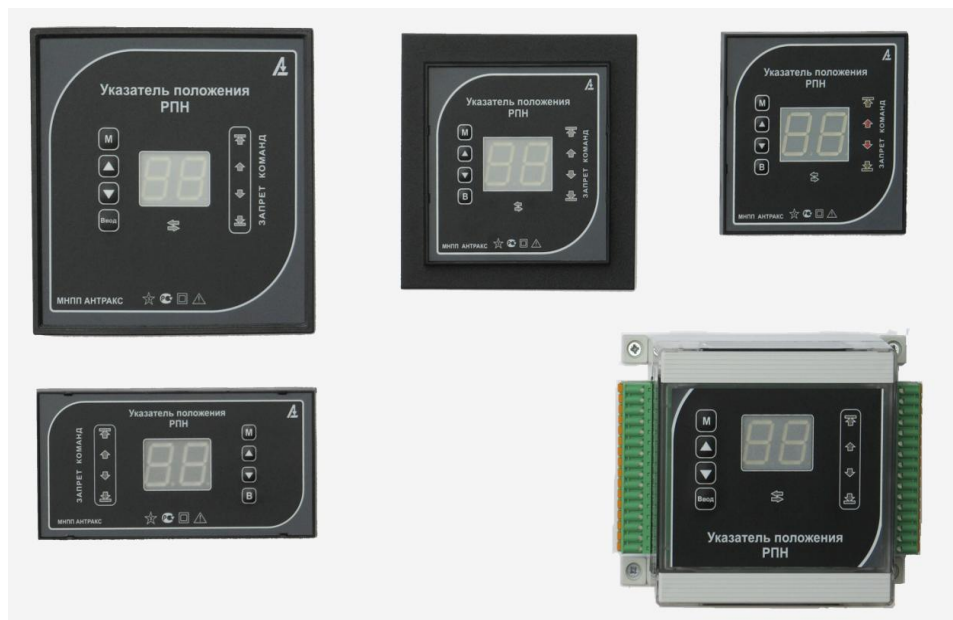


Рисунок 12.3 – Внешний вид логометра УП-25

УП-25 предназначен для применения на электрических подстанциях 35, 110, 220 и 500 кВ, а так же на генерирующих станциях совместно с приводами болгарского, немецкого и российского производства.

Указатель УП-25 устанавливается на щите управления и конструктивно совместим со штатным стрелочным логометром типа ЛКМ (типоразмер Б) или логометром типа ЕМ (типоразмер Г) или УП-30 (типоразмер В (типоразмер Г с промежуточной рамкой)), что облегчает замену неисправных приборов. Текущее значение положения привода РПН отображается светодиодным индикатором, яркость свечения которого достаточна для считывания показаний не отходя от пульта управления.

Питание указателя осуществляется от источника переменного тока 220 В. Указатель имеет цифровой выход, а так же может быть укомплектован аналоговым выходом типа «токовая петля» 4 – 20 мА для снятия информации о ступени привода в системы телемеханики, АСДУ и АСУТП. Также в прибор УП-25 по заказу может быть установлена автоматика предельно допустимых положений привода, что позволяет устанавливать ступени запрещенного положения РПН. При достижении приводом запрещённой ступени на лицевой панели прибора высвечивается светодиод красного цвета: запрет команды «прибавить» или запрет команды «убавить», а на выходные клеммы УП-

25 выдаётся сигнал управления реле типа РП-25. Кроме того контролируется переключение привода в последнюю и в первую ступень: индицируется на лицевой панели прибора жёлтыми светодиодами с одновременной выдачей сигнал управления реле. А также могут быть установлены два релейных выхода, срабатывающих при переключении привода «вверх» и «вниз» соответственно.

Настройка прибора производится с помощью плёночной клавиатуры на передней панели, или с использованием персонального компьютера через цифровые выходы RS-232 или RS-485. Указатель имеет несколько вариантов исполнения, различающихся количеством положений привода, совместно с которым будет использоваться указатель, типом корпуса (щитовой или настенный) и его размерами, наличием цифровых или аналоговых выходов, выходов управления.

Технические характеристики выбранного логометра:

- напряжение питания $\sim 220 \text{ В} \pm 10 \%$;
- потребляемая мощность, не более 15 Вт;
- максимальное количество ступеней 50;
- напряжение подаваемое на сельсин-датчик 24 – 27 В;
- минимальное полное сопротивление резистивного датчика 25 Ом;
- напряжение подаваемое на резистивный датчик 5 В;
- допустимый ток с датчика типа «токовая петля» 0 – 20 мА;
- входное сопротивление указателя для работы с датчика типа «токовая петля», не более 820 Ом;
- яркость свечения индикатора 10000 мкд;
- максимальное допустимое напряжение на клеммах реле управления, релейном выходе – 400 В;
- максимальный ток управления реле блокировки 120 мА;
- цифровой выход (RS-485 формат MODBUS);
- дополнительные выходы (аналоговый 4 – 20 мА, аналоговый 0 – 5 мА, 0 2– 0 мА);
- температурный диапазон $(-40) - (+50) \text{ }^\circ\text{C}$;
- гарантийный срок 3 года;

- срок службы 10 лет;
- габаритные размеры: щитовой 144x144x60 мм;
- вес не более 1 кг.

В результате проработки мы выбрали все оборудование диспетчеризации на подстанции «Брусит». Размещение оборудования, функциональная схема и схемы соединения приведены в графической части данной работы.

13 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

13.1 Расчёт единовременных затрат

Произведем расчёт общей суммы единовременных затрат Z_k , руб., на диспетчеризацию:

$$Z_k = C_{об} + C_m + C_{пнр}, \quad (13.1)$$

где $C_{об}$ – стоимость устанавливаемого оборудования, руб.;

C_m – стоимость монтажа и установки оборудования, руб.;

$C_{пнр}$ – стоимость пусконаладочных работ, руб.

Для начала необходимо подсчитать стоимость выбранного оборудования.

Список цен на необходимое оборудование, предоставлен и сведён в таблицу

13.1.

Таблица 13.1 – Стоимость затрат на оборудование в проектируемом варианте

Наименование	Количество	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Счетчик ЕвроАЛЬФА А1805RAL-P4GB-DW-4-34	2	34 000	68000
УСПД и программное обеспечение RTU-325		107000	107000
СОЭ ВУССВ-35LVS		25000	25000
Логометр УП-25	2	17500	35000
Навесной шкаф КП «Исеть», контроллеры опроса типа «Синком IP/DIN», модуль ввода дискретных сигналов ТС430, клеммники ТС 16	2	202000	404000
Итого:			639000

Стоимость оборудования $C_{об}$, руб., определяется по формуле:

$$C_{об} = C_1 + C_2, \quad (13.2)$$

где C_1 – стоимость основного оборудования, руб.;

C_2 – стоимость неучтенного оборудования, руб.

Принимаем C_2 , руб., в размере 20 % от стоимости основного оборудования C_1 , руб.:

$$C_2 = C_1 \cdot 0,2 = 639\,000 \cdot 0,2 = 127\,800 \text{ руб.}$$

В стоимость неучтенного оборудования входит оборудование телемеханики и волоконно– оптических линий связи на сервере ПАО «Комбинат «Магнезит», не входящее в состав диспетчеризации, но необходимое для обеспечения передачи данных.

$$C_{об} = 639\,000 + 127\,800 = 766\,800 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа и установки оборудования C_m , руб., составляет 10 % от стоимости оборудования $C_{об}$, руб.:

$$C_m = C_{об} \cdot K_1, \quad (13.3)$$

где K_1 – коэффициент, принимается в размере 10 % от $C_{об}$, руб.

$$C_m = C_{об} \cdot K_1 = 766\,800 \cdot 0,1 = 76\,680 \text{ руб.}$$

Стоимость пусконаладочных работ $C_{пнр}$, руб., составляет 5 – 10 % от стоимости оборудования $C_{об}$, руб., и согласовывается с заказчиком. На определение коэффициента стоимости ПНР K_2 , влияют следующие факторы:

- сложность степени ПНР конкретного оборудования;
- география местоположения заказчика (удаленность и стоимость проезда);

– количество и стоимость оборудования.

Исходя из всех данных принимаем $K_2 = 10\%$.

Стоимость пусконаладочных работ $C_{пнр}$, руб.:

$$C_{пнр} = C_{об} \cdot K_2, \quad (13.4)$$

$$C_{пнр} = 766\,800 \cdot 0,1 = 76\,680 \text{ руб.}$$

$$Z_k = 766\,800 + 76\,680 + 76\,680 = 920\,160 \text{ руб.}$$

Таблица 13.2 – Единовременные затраты

Наименование расходов	Сумма, руб.
Стоимость основного оборудования, C_1	639000
Стоимость неучтенного оборудования, C_2	127800
Стоимость монтажа и установки оборудования, C_m	76680
Стоимость пусконаладочных работ, $C_{пнр}$	76680
Итого затрат	920160

Стоимость демонтируемого оборудования равна стоимости демонтажа.

Таким образом единовременные затраты в проектируемом варианте составляют 920160 рублей.

13.2 Расчет текущих затрат для проектируемого варианта

Сначала произведем расчет для проектируемого варианта.

Величину текущих затрат на функционирование оборудования определяем по следующим статьям. Для обеспечения сбора данных нет необходимости вводить новую штатную единицу. Стоимость эксплуатационных расходов $Z_{эр}$, руб.:

$$Z_{эр} = Z_{от} + P_{сн} + C_э + C_a + C_p, \quad (13.5)$$

где $Z_{от}$ – затраты на оплату труда, руб.;

Рсн – страховые взносы во внебюджетные фонды, руб.;

Сэ – затраты на электроэнергию, руб.;

Са – амортизационные расходы, руб.;

Ср – затраты на ремонт оборудования, руб.

Затраты на оплату труда электромонтерам 6-го разряда Зот, руб. (с учётом основной и дополнительной заработной платы):

$$\text{Зот} = \text{Т}_6 \cdot \text{Т}_м \cdot \text{К}_с \cdot \text{К}_п \cdot \text{К}_у \cdot \text{Т}_г \cdot n, \quad (13.6)$$

где Т_6 – тариф рабочего 6-го разряда, руб., $\text{Т}_6 = 98$;

$\text{Т}_м$ – месячный фонд рабочего времени, час, $\text{Т}_м = 165$;

$\text{К}_с$ – коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату, $\text{К}_с = 1,1$;

$\text{К}_п$ – коэффициент, учитывающий премию, $\text{К}_п = 1,25$;

$\text{К}_у$ – районный коэффициент, $\text{К}_у = 1,15$;

$\text{Т}_г$ – число месяцев в году, $\text{Т}_г = 12$;

n – количество электромонтеров, $n = 2$.

$$\text{Зот} = 98 \cdot 165 \cdot 1,1 \cdot 1,25 \cdot 1,15 \cdot 12 \cdot 2 = 613\,651 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату труда слесарю КИПиА 6-го разряда Зот, руб. (с учётом основной и дополнительной заработной платы):

$$\text{Зот} = \text{Т}_6 \cdot \text{Т}_м \cdot \text{К}_с \cdot \text{К}_п \cdot \text{К}_у \cdot \text{Т}_г \cdot n,$$

где Т_6 – тариф рабочего 6-го разряда, руб., $\text{Т}_6 = 99$;

$\text{Т}_м$ – месячный фонд рабочего времени, час, $\text{Т}_м = 165$;

$\text{К}_с$ – коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату, $\text{К}_с = 1,1$;

$\text{К}_п$ – коэффициент, учитывающий премию, $\text{К}_п = 1,25$;

$\text{К}_у$ – районный коэффициент, $\text{К}_у = 1,15$;

$\text{Т}_г$ – число месяцев в году, $\text{Т}_г = 12$;

n – количество электромонтеров, $n = 1$.

$$Z_{от} = 99 \cdot 165 \cdot 1,1 \cdot 1,25 \cdot 1,15 \cdot 12 \cdot 1 = 619913 \text{ руб.}$$

Общая сумма страховых взносов во внебюджетные фонды Рсн, руб. составляет 30 процентов от начисленной суммы оплаты труда.

Общая сумма страховых взносов во внебюджетные фонды Рсн, руб.:

$$Рсн = Z_{от} \cdot 0,3, \quad (13.7)$$

где $Z_{от}$ – затраты на оплату труда, руб.

$$Рсн = 613\,651 \cdot 0,3 + 619\,913 \cdot 0,3 = 370\,070 \text{ руб.}$$

Необходимо подсчитать расход электроэнергии, потребляемой подстанцией за 2017 год.

Затраты на электроэнергию $C_э$, руб.:

$$C_э = N_э \cdot C_n \cdot t, \quad (13.8)$$

где: $N_э$ – установленная мощность технических средств, кВт, $N_э = 7120$ кВт;

C_n – стоимость 1 кВт/часа электроэнергии, руб, $C_n = 2,09$.

T – число часов работы технических средств, $t = 87760$ ч.

$$C_э = 7120 \cdot 8760 \cdot 2,09 = 130\,355\,808 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления определяются по установленным нормам на стоимость устанавливаемого оборудования и неучтенного оборудования:

$$C_a = C_1 \cdot K_5 + C_2 \cdot K_6, \quad (13.9)$$

где K_5 – коэффициент амортизационных отчислений на устанавливаемое оборудование, $K_5 = 12\%$ от стоимости устанавливаемого оборудования C_1 , руб.;

K_6 – коэффициент амортизационных отчислений на неучтенное оборудования, $K_6 = 12,5\%$ от стоимости неучтенного оборудования C_2 , руб.

$$C_a = 639000 \cdot 0,12 + 127800 \cdot 0,125 = 92\,655 \text{ руб.}$$

Затраты на текущий ремонт технических средств C_p , руб.:

$$C_p = C_{об} \cdot K_7, \quad (13.10)$$

где K_7 – коэффициент определяющий затраты на ремонт, $K_7 = 5\%$.

$$C_p = 766\,800 \cdot 0,05 = 38340 \text{ руб.}$$

$$Зэр = 130\,355\,808 + 370070 + 1233564 + 92\,655 + 38340 = 132090437 \text{ руб.}$$

Таблица 13.3 – Эксплуатационные расходы для проектного варианта

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты	130355808
Затраты на оплату труда	1233564
Отчисления в социальные фонды	370070
Амортизация	92655
Затраты на текущий ремонт и обслуживание технических средств	38340
Итого затрат	132090437

13.3 Расчет текущих затрат для базового варианта

Рассмотрим теперь текущие затраты базового варианта.

Согласно формулы (13.5) для базового варианта произойдут изменения (по сравнению с проектируемым вариантом) следующих затрат:

– затраты на оплату труда (т.к. у нас в проектируемом варианте имеется новый персонал, слесарь КИП и А), согласно формулы

$$З_{от} = 99 \cdot 165 \cdot 1,1 \cdot 1,25 \cdot 1,15 \cdot 12 \cdot 2 = 619913 \text{ руб.}, \quad (13.11)$$

– расходы на социальные нужды (т.к. у нас в проектируемом варианте, имеется новый персонал, слесарь КИП и А), согласно формулы

$$P_{\text{сн}} = 619913 \cdot 0,3 = 185\,974 \text{ руб.} \quad (13.12)$$

Затраты на электроэнергию в базовом варианте будут больше, т.к. была оплата штрафной санкции по превышению заявленной мощности, указанной в договоре электроснабжения с ООО «МАГ ЭНЕРГО».

«Комбинатом «Магнезит» было заявлено 8 МВт, (стоимостью за 1 МВт равна 134 964,06 руб.), общая стоимость заявленной мощности составила 2,564 млн. руб. в результате превышения установленной мощности в январе месяце на 3 МВт, вместо 8 МВт потребили 10,2 МВт, при этом «Комбинат «Магнезит» должен был выплачивать оставшиеся месяцы по договору, не по заявленной мощности в 8 МВт, а по превышенной 10,2 МВт, т.е. общая стоимость штрафных санкций за 12 месяцев тем самым составило 3 563 066 руб. Результаты расчёта расхода электрической энергии, потребляемой подстанцией № 14 за 2015 год:

$$C_{\text{э}} = (N_{\text{э}} \cdot C_{\text{н}} \cdot t) + \text{Ш}, \quad (13.13)$$

где $N_{\text{э}}$ – установленная мощность технических средств, кВт, $N_{\text{э}} = 7120$ кВт;

$C_{\text{н}}$ – стоимость 1 кВт/часа электроэнергии, руб., $C_{\text{н}} = 2,09$;

t – число часов работы технических средств, $t = 87760$ ч;

Ш – штраф, за превышение установленной мощности, руб,

$\text{Ш} = 3563066$ руб.

$$C_{\text{э}} = 8760\,7120 \cdot 2,09 + 3\,563\,066 = 133\,918\,874 \text{ руб.}$$

Стоимость затрат на оборудование в базовом варианте приведена в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Стоимость затрат на оборудование в базовом варианте

Наименование	Количество	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Счетчик ЦЭ 6803 В	2	2700	5400
Счетчик ЦЭ 6813	2	3200	6400
Комплекс технических средств «КТС–Энергия»	2	6800	136000
Логометр	2	5800	11600
Программное обеспечение	1	18000	18000
Шкаф модемный в сборе	1	28800	28800
Итого:			206200

По формулам определим стоимость оборудования для базового варианта:

$$C_2 = C_1 \cdot 0,2 = 206\ 200 \cdot 0,2 = 41\ 240 \text{ руб.} \quad (13.14)$$

В стоимость неучтенного оборудования входит телефонная линия от подстанции до сервера опроса телемеханики и кроссовое оборудование на обоих концах линии.

$$C_{об} = 206\ 200 + 41\ 240 = 247\ 440 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа и установки оборудования для базового варианта составит:

$$C_m = C_{об} \cdot K_1 = 247\ 440 \cdot 0,1 = 24\ 744 \text{ руб.}$$

Стоимость пусконаладочных работ для базового варианта определим по формуле:

$$C_{пнр} = 247\ 440 \cdot 0,1 = 24\ 744 \text{ руб.} \quad (13.15)$$

$$Z_k = 247\ 440 + 24\ 744 + 24\ 744 = 296\ 928 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта общей суммы единовременных затрат базового варианта приведены в таблице 13.5.

Таблица 13.5 – Единовременные затраты в базовом варианте

Наименование расходов	Сумма, руб.
Стоимость основного оборудования, C_1	206200
Стоимость неучтенного оборудования, C_2	41240
Стоимость монтажа и установки оборудования, C_m	24744
Стоимость пусконаладочных работ, $C_{пнр}$	24744
Итого затрат	296928

Таким образом единовременные затраты в базовом варианте составляют 296 928 рублей.

Амортизационные отчисления для базового варианта определяются по формуле (13.9):

$$C_a = 206200 \cdot 0,12 + 41240 \cdot 0,125 = 29\,899 \text{ руб.}$$

Затраты на текущий ремонт технических средств для базового варианта определяются по формуле (13.12):

$$C_p = 247\,440 \cdot 0,05 = 12\,372 \text{ руб.}$$

Тогда стоимость эксплуатационных расходов для базового варианта согласно формулы (13.5) составит:

$$Z_{эр} = 133918874 + 619913 + 185974 + 29899 + 12\,372 = 134\,767\,032 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные расходы для базового варианта приведены в таблице 13.6.

Таблица 13.6 – Эксплуатационные расходы для базового варианта

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Затраты на электроэнергию	133918874
Затраты на оплату труда	619913
Страховые взносы во внебюджетные фонды	185974
Амортизация	29899
затраты на текущий ремонт	12372
Итого затрат	134767032

13.4 Экономический эффект от внедрения АСКУЭ

Приведённые затраты Z , руб., при стоимости нового оборудования определяются по формуле:

$$Z = C + E \cdot K, \quad (13.16)$$

где: C – годовые текущие затраты, руб.;

E – коэффициент экономической эффективности, принимаем $E=0,15$;

K – единовременные затраты, руб.

Приведённые затраты проектного варианта $Z_{пр}$, руб., находим по формуле (13.15):

$$Z_{пр} = 132090437 + 0,15 \cdot 920160 = 132\,228\,461 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты базового варианта $Z_{б}$, руб., находим по формуле (13.16):

$$Z_{б} = 134767032 + 0,15 \cdot 296928 = 134\,811\,571 \text{ руб.}$$

Экономический эффект Δ , руб., от внедрения автоматизации системы учёта электрической энергии определяется как разность между результатами приведённых затрат базового варианта и проектного варианта:

$$\Delta = 36 - 3\text{пр.} \quad (13.17)$$

$$\Delta = 134\,811\,571 - 132\,228\,461 = 2\,583\,110 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости Ток, лет, от внедрения проекта определяется,

$$\text{Ток} = K/\Delta. \quad (13.18)$$

$$\text{Ток} = 920160 / 2\,583\,110 = 0,4 \text{ года.}$$

Таблица 13.7 – Сводные данные экономического расчёта проекта

Показатели	Базисный вариант	Проектный вариант	Отклонение
Единовременные вложения, руб.	296928	920160	623232
Приведенные затраты, руб.	134811571	132228461	2583110
Экономический эффект внедрения проектного варианта, руб.	2583110		
Срок окупаемости проекта, года	0,4		

Таким образом, необслуживаемая подстанция «Брусит» питает цех целую группу ответственных потребителей на Саткинской производственной площадке ПАО «Комбинат Магнезит». И осуществлять контроль за потреблением энергией с ГПП «Огнеупор» затруднительно, т.к. в базисном варианте установлены счетчики ЦЭ 6003В (имеющие период усреднения данных 30 минутам), по которым в течении 2 часов затруднительно производить действия по регулированию потребляемой мощности, в этом случае придется выплачивать штрафные санкции компании ООО «МАГ ЭНЕРГО» и производить выплаты оставшиеся месяцы в договоре по завышенной мощности.

В проектируемом варианте используются счетчики ЕвроАЛЬФА А1805RAL-P46GB-DW-4-34 (с периодом усреднения данных 3 мин.), что

позволяет нам в течении 2 часов точно отслеживать колебания потребления мощности, и производить необходимые действия по ее регулированию. Это позволяет снизить тем самым наши шансы по выплате штрафов.

В итоге, при проведении расчётов было определено, что приведенные затраты проектного варианта составят 132228461 рублей, а приведенные затраты текущего варианта 134811571 рублей. Также определено, что срок окупаемости проекта составляет 0,4 года, а единовременные вложения в проект составляют 920160 рублей.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

14.1 Краткая характеристика ГПП «Огнеупор»

Территориально проектируемые электрические сети расположены в Челябинской области, г. Сатка, территория ПАО «Комбинат «Магнезит». Климатические характеристики определены на основании карт климатического районирования территории РФ (ПУЭ), а также СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* и данных сейсмического районирования на территории РФ приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Климатические характеристики района строительства

Наименование характеристики	Значение
Район по гололеду	V
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветровой нагрузке	IV
Нормативное ветровое давление, Па	470,719
Среднегодовая продолжительность гроз, час	От 40 до 60
Местность	населенная
Абсолютная максимальная температура воздуха	36 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	минус 52 °С
Среднегодовая температура воздуха	0,7 °С
Высота размещения над уровнем моря	До 1000 м

14.2 Модернизация ГПП «Огнеупор», как источник воздействия на окружающую среду

Основными факторами воздействия на окружающую среду являются:

- электрическое и магнитное поля;
- непосредственное воздействие электрического тока;
- загрязнение атмосферного воздуха, почвы отходами и выбросами автотранспортных средств в период строительства.

Наиболее значимое воздействие на окружающую среду наносится в период строительно-монтажных работ проектируемого объекта. Негативное влияние на окружающую среду при проведении строительных работ будут оказывать выбросы в атмосферу загрязняющих веществ в составе отработанных газов двигателей внутреннего сгорания строительно-монтажной техники (автоподъемник – при прокладке кабелей на высоте) и транспорта (при перевозке рабочих, строительных материалов и отходов) в период строительства. Дополнительно негативное влияние на окружающую среду при проведении строительных работ будут оказывать твердые бытовые отходы, образующиеся в процессе монтажа кабельных муфт и прокладки кабелей по кабельным сооружениям.

При замене маломасляных выключателей типа ВМП-10 на вакуумные, предусмотренной настоящим проектом, улучшается экологическая безопасность предприятия, поскольку исключается возможность растекания масла (в том числе и при периодической замене масла) и выделения небезопасных для экологии веществ. Кроме того улучшаются экологические условия при утилизации выключателей. Дополнительный расход воды на нужды хозяйственного обслуживания строительных рабочих предполагается покрывать за счет лимитов завода. Для этого на год строительства необходимо учесть в лимитах на хозяйственно-питьевое водоснабжение дополнительные потребности.

Рассмотрим воздействие электрического поля. При работе линий электропередачи создается электрическое поле. Для кабельной линии 6 кВ уровень напряжения электрического поля не превышает значений 5 кВ/м.

Многолетними наблюдениями установлено почти полное отсутствие влияния электрических полей с напряжением 5 кВ/м на физиологические процессы в клетках растений и в целом на животный мир.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что кабельные линии электропередачи не являются источником вредного воздействия электрического поля на человека, животный и растительный мир.

Рассмотрим воздействие магнитного поля.

При протекании электрического тока по проводнику, вокруг него создается магнитное поле. Источниками магнитного поля являются токоведущие части электрооборудования и линии электропередачи. По действующим нормам допускается неограниченное пребывание человека в магнитном поле напряженностью до 1 кА/м. Непосредственное влияние магнитного поля на животных обнаруживается при напряженности в несколько сотен кА/м.

Изоляция кабеля марки ААШВу-6, примененного в данном проекте, выполнена из изоляционной бумаги, пропитанной вязким не стекающим составом, которая обеспечивает высокие диэлектрические показатели, ввиду этого напряженность магнитного поля значительно ниже допустимых норм. Следовательно, КЛ не являются источником вредного воздействия магнитного поля на человека и окружающую среду.

Перейдем к оценке воздействия электрического тока.

Поражение электрическим током людей и животных в результате контакта с токоведущими частями характеризуется прекращением работы органов дыхания и кровообращения.

Согласно действующим санитарным нормам допускается прохождение через тело человека неощутимого тока не более 4,5 мА. Проектом предусмотрены следующие мероприятия для обеспечения безопасности:

- проходы и проезды;
- защитные заземляющие устройства;
- защита от коротких замыканий и перенапряжений;
- система контроля и автоматики режимов работ;
- кабель прокладывается по кабельным сооружениям (кабельной эстакаде,

консолям, коробам, тросам и т.д.);

– система блокировок, не допускающих ошибочных действий персонала при оперативных переключениях;

Для создания безопасных условий при проведении ремонта и технического обслуживания КЛ должна отключаться.

Перейдем к оценке воздействия модернизируемого объекта на атмосферный воздух. Линия электропередачи по принципу работы является производством, не имеющим источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу, следовательно, загрязнения воздуха при эксплуатации не происходит. Загрязнение атмосферного воздуха происходит только в период строительства проектируемого объекта при эксплуатации строительных машин и механизмов.

При проведении строительных работ выбросы вредных веществ в атмосферу происходят при работе двигателей внутреннего сгорания автотранспорта и автоподъемника. Выбросы загрязняющих веществ осуществляются не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

Источниками загрязнения атмосферы при производстве модернизации являются:

– отработанные газы двигателей внутреннего сгорания автотранспорта при перевозке строительных материалов и оборудования, при работе строительномонтажных машин на площадке, при вывозе отходов;

– пыление грунта при движении транспорта и строительномонтажной техники.

Все источники выбросов на площадке неорганизованные. Газоочистное оборудование отсутствует.

Оценка выбросов от строительной техники

Воздействие на атмосферу будет обусловлено выбросом пыли при движении автотранспорта и строительномонтажных машин, выделением вредных веществ в составе выхлопных газов двигателей данных машин. При работе строительномонтажной и транспортной техники в атмосферу

выделяются: оксид углерода, углеводороды, диоксид азота, сажа, диоксид серы. При транспортировании стройматериалов выделяются продукты сгорания топлива от двигателей внутреннего сгорания автомобилей, от пылящих поверхностей автодорог. Пылевыведение за счет сдувания с поверхности перевозимых строительных материалов не происходит за счет того, что перевозимые материалы закрываются брезентом.

14.3 Отходы при производстве работ по модернизации ГПП «Огнеупор»

При проведении строительно-монтажных работ образуются следующие виды отходов:

- отходы изолированных проводов и кабелей;
- обрезки резины.

Отходы изолированных проводов и кабелей образуются при монтаже кабельных муфт как излишки кабельной продукции. Обрезки резины образуются при прокладке кабелей 6 кВ на кабельных металлоконструкциях при креплении первых с помощью кабельных хомутов с резиновыми прокладками. Отходы кабелей 6 кВ будут по мере образования передаваться по договору или на основании актов приемки-сдачи заказчику или на свалку г. Сатка. Обрезки резины будут по мере образования передаваться на основании актов приемки-сдачи на свалку г. Сатка.

Сбор отходов, временное их хранение до передачи в утилизацию и складирование должны производиться в соответствии с требованиями «Временных правил охраны окружающей природной среды от отходов производства и потребления», норм «Предельных количеств накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации)» и «Федерального классификационного каталога отходов».

Ответственным за сбор и размещение отходов является лицо, назначенное приказом организации, выполняющей строительно-монтажные работы, о чем в договоре на выполнение работ это положение должно быть оговорено.

14.4 Перечень мероприятий по охране труда

На ГПП «Огнеупор» необходимо строго руководствоваться «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» (вступили в силу с 4 августа 2014 года), а также ТУ и инструкциями по эксплуатации оборудования. Рабочие и ИТР ПС при приеме на работу периодически должны проходить медицинское освидетельствование в порядке и сроки, установленные Минздравом РФ.

Руководителем подстанции проводится вводный инструктаж со всеми поступающими на работу, в т.ч. с практикантами. Для оперативного, оперативно-ремонтного персонала (ОПР) и персонала, связанного с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой, испытанием оборудования, производится подготовка по должности с обучением на рабочем месте (стажировкой). Для специалистов и руководящих работников, непосредственно осуществляющих управление энергоустановками или их обслуживание и наладку, а также всех рабочих обязательной является проверка знаний действующих правил технической эксплуатации ПС, правил техники безопасности, инструкций, правил пожарной безопасности, правил Госгортехнадзора.

Исполнение обязанностей под наблюдением дежурного на рабочем месте (дублирование) является обязательным перед началом самостоятельной работы для оперативного и оперативно-ремонтного персонала. Сроки дублирования каждого работника устанавливаются решением квалификационной комиссии в зависимости от его уровня знаний, стажа и опыта оперативной работы, но не менее 6 смен.

Контрольные тренировки должны проводиться с каждым работником ПС, в т.ч.:

- противоаварийные, противопожарные или совмещенные – с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом, после дублирования, периодически раз в квартал;
- противопожарные – с остальным персоналом не реже одного раза в

полгода.

Для оперативного, оперативно-ремонтного персонала, а также связанного с ремонтом, наладкой, испытанием, монтажом и демонтажем оборудования, проводятся инструктажи по безопасности труда и противопожарному режиму:

- вводный,
- плановый – не реже одного раза в квартал,
- внеплановый – при изменении действующих правил руководящих документов, при нарушении персоналом требований безопасности труда при перерывах в работе более 30 дней.

Для оперативно-ремонтного и ремонтного персонала перед выполнением работ по нарядам проводятся также текущие инструктажи на рабочем месте.

14.5 Обоснование всех принятых технических решений, обеспечивающих пожарную безопасность ГПП «Огнеупор»

Для безопасной эксплуатации электроустановок настоящим рабочим проектом предусмотрено:

- основная изоляция токоведущих частей и защитные оболочки;
- соединение корпусов электрооборудования с защитными заземлениями и занулением;
- заземление экранов и брони кабелей с двух концов;
- уравнивание потенциалов;
- автоматическая защита питающих линий от КЗ с помощью устройств РЗА;
- защита устройствами РЗА при однофазных замыканиях на землю в сети 6 кВ;
- способ прокладки и тип электропроводки по нормам ПУЭ;
- герметичная заделка кабелей при проходе кабелей сквозь строительные конструкции в специальных несгораемых кабельных проходках, препятствующих распространению пожара по помещениям;
- обработка кабелей несгораемыми составами при прокладке в электротехнических помещениях;

- применение огнезащитных перегородок соответствующей огнестойкости по ПУЭ, 7-ое издание;
- распределение нагрузки по секциям РУ для предотвращения перегрева кабелей сокращение срока службы их изоляции токами нагрузки;
- применение кабелей с алюминиевыми жилами с большей пропускной способностью;
- правильный выбор контактных соединений и тщательная обработка их поверхностей.

Для обеспечения пожарной безопасности предусмотрено:

- защита питающих фидеров от перегрузок;
- провода и гофротрубы, не распространяющие горение;
- прокладка питающей электропроводки по нормам ПУЭ;
- кабели выбраны согласно допустимым длительным токам по ПУЭ изд. 7;
- огнетушители.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос о разработке проекта модернизации ГПП «Огнеупор» и внедрении в ЦСиП автоматической системы контроля управления электроэнергией.

В рамках данного проекта были определены электрические нагрузки потребителей ГПП «Огнеупор», рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано все электрооборудование подстанции.

Для автоматической системы контроля управления электроэнергией были выбраны новые электросчетчики ЕвроАЛЬФА (с периодом усреднения данных 3 мин), что позволяет нам в течении 2 часов точно отслеживать колебания потребления мощности, и производить необходимые действия по ее регулированию.

Автоматической системы контроля управления электроэнергией выполнена на современной базе телемеханики и телесигнализации компании ООО «НТК Интерфейс» г. Екатеринбург и ОДО «Энергоприбор» г. Витебск.

В организационно – экономическом разделе приведены сводные данные экономического расчёта на разработка автоматизированной системы диспетчерского управления. Рассчитанная экономическая эффективность от автоматизации составляет 2 583 110рубля, срок окупаемости капитальных вложений 0,4 года.

Также были рассмотрены вопросы по охране труда, произведен анализ всех производственных и экологических опасностей.

Таким образом, цель ВКР – достигнута, а все поставленные задачи – решены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 567 с.

2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

3 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина и др., – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.

4 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.

5 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанции: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 349 с.

6 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

7 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т / под ред. А.А. Фёдорова, – М.: Энергоатомиздат, 1986. – Т.1. – 568 с.

8 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т / под ред. А.А. Фёдорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – Т.2. – 592 с.

9 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга, – Л.: Энергия, 1976. – 384 с.

10 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга, – С-Пб.: Энергоатомиздат, 1992. – 288 с.

11 Антюшин, А.А. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / А.А. Антюшин, А.Е. Гомберг, В.П. Караваев и др.: под ред. Э.С. Мусаэяна – 2-е изд., перераб. и доп., – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 364 с.

12 Правила устройства электроустановок. – Главгосэнергонадзор России.

– М.: ЗАО Энергосервис, 2003. – 56 с.

13 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчёту электрических нагрузок. – М.: Изд-во Тяжпромэлектропроект. 1992. – 234 с.

14 Электротехнический справочник: в 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова. – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – Т. 3 – 964 с.

15 Матушкина, О.Е. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов: Учебное пособие. Челябинск: ЮУрГУ, 2001. – 230 с.

16 Мохов, В.Г. Организационная и экономическая часть дипломного проекта: учебное пособие для студентов. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 220 с.

17 Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М.: Изд-во Академия, 2003. – 176 с.

18 Чуманов, В.И. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / В.И. Чуманов, В.А. Шишимиров, С. Н. Трофимова. – Челябинск: Изд. ЮурГУ, 2003. – 246 с.

19 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: ЭНАС, 2001. – 74 с.

20 Федорова, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / А.А. Федорова, Г.В. Сербиновский . – М.: Энергия, 1980. – 345с.

21 Гольстрем, Р.А. Справочник энергетика промышленных предприятий / Р.А. Гольстрем, А.С. Иваненко. – 4-е изд., перераб. и доп. – Киев: Техника, 1977. – 464 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

13.03.02.2018.816.00.01.П3

Модернизация главной понижающей подстанции «Огнеупор» и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергии ЦСЛП ПАО «Комбинат Магнезит»

Цель: разработать проект модернизация ГПП «Огнеупор» и проект автоматической системы контроля управления электроэнергии ЦСЛП ПАО «Комбинат Магнезит»

Задачи:

- рассчитать токи короткого замыкания;
- произвести выбор оборудования всех уровней напряжения на п/ст "Огнеупор";
- изучить проблемы контроля управлением электропотребления;
- разработать оптимальную структурную схему автоматической системы контроля и управления электропотреблением ЦСЛП ПАО Комбинат "Магнезит".

Объект: ГПП "Огнеупор" ЦСЛП ПАО "Комбината "Магнезит"

Предмет: комплекс технических, организационных и экономических мероприятий, связанных с модернизацией объекта настоящего исследования

Дата	№ документа	Исполнитель	Срок	Статус	Комментарий
13.03.02.2018.816.00.01.П3	13.03.02.2018.816.00.01.П3	Генеральный директор			
		Президент			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			
		Генеральный директор			

Имя	Фамилия	Инициалы	Подпись	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сравнительный анализ АСКУЭ

13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ

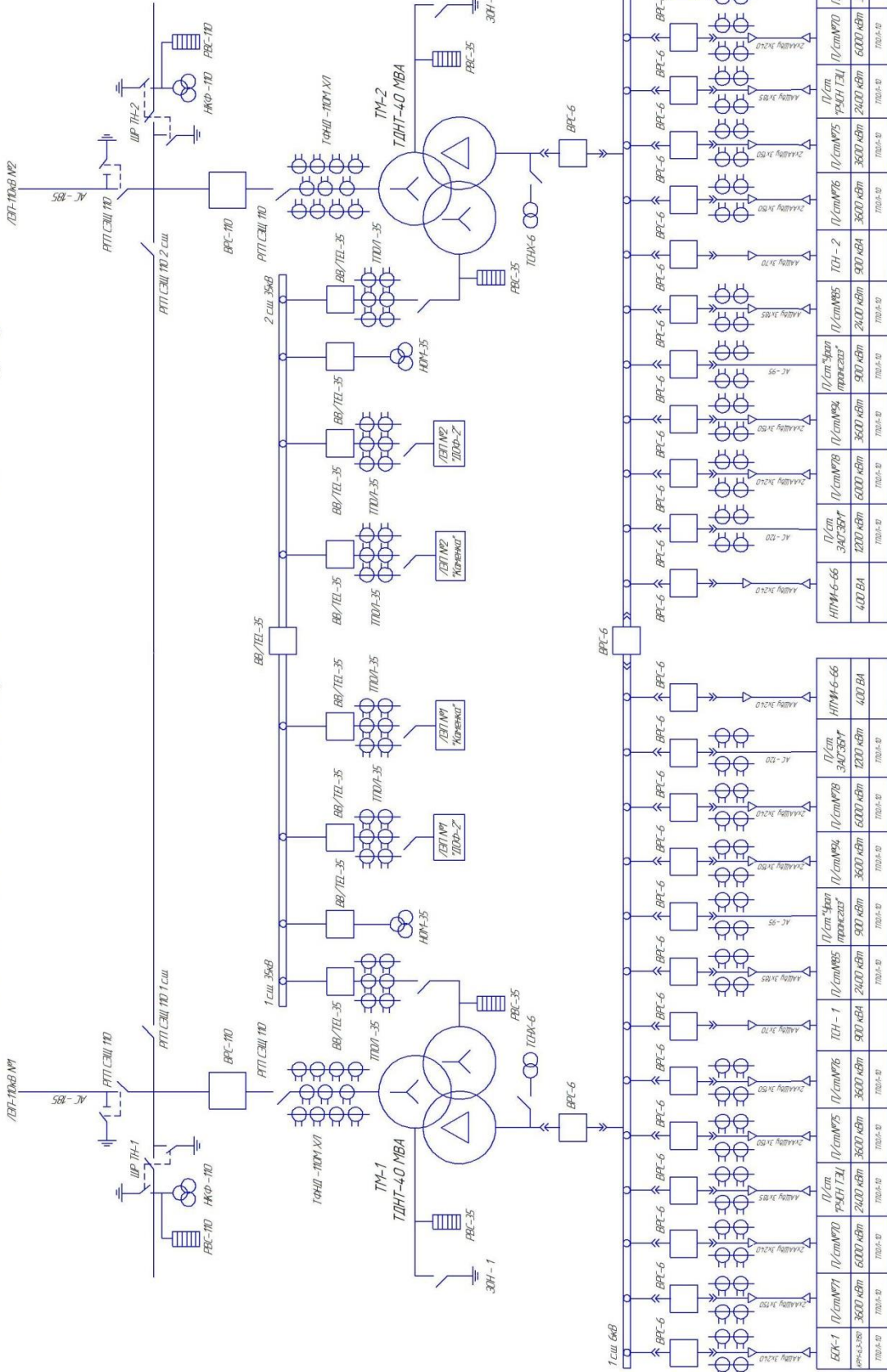
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Показатель	Siemens	Прософт Системс	HTK Интерфейс	HP Автоматика
Наименование системы	Sicam	ARIS	Исеть	ПАК ТМИК
Цена стандартного устройства КП в минимальной конфигурации	2	2	5	4
Наличие открытых протоколов	5	3	5	3
Возможность самостоятельной смены пользователем протокола обмена данными	4	1	4	1
Скорость обмена данными	5	3	5	3
Интерфейсы и количество одновременно поддерживаемых каналов связи в стандартной комплектации	5	5	4	3
Возможность работы по радиоканалу	3	2	3	5
Возможность выполнения устройством функций концентратора данных	5	5	4	3
Класс точности	5	5	4	4
Надежность системы	4	5	5	3
Регистрация событий в памяти с метками времени и возможность передачи накопленной информации после сбоя	5	5	5	5
Рабочий диапазон температур	3	5	5	5
Итого суммарная оценка	46	41	49	39

Итого	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ
Итого	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Однoliniйная cхема электроcнабжения ГПП "Огнеупор"



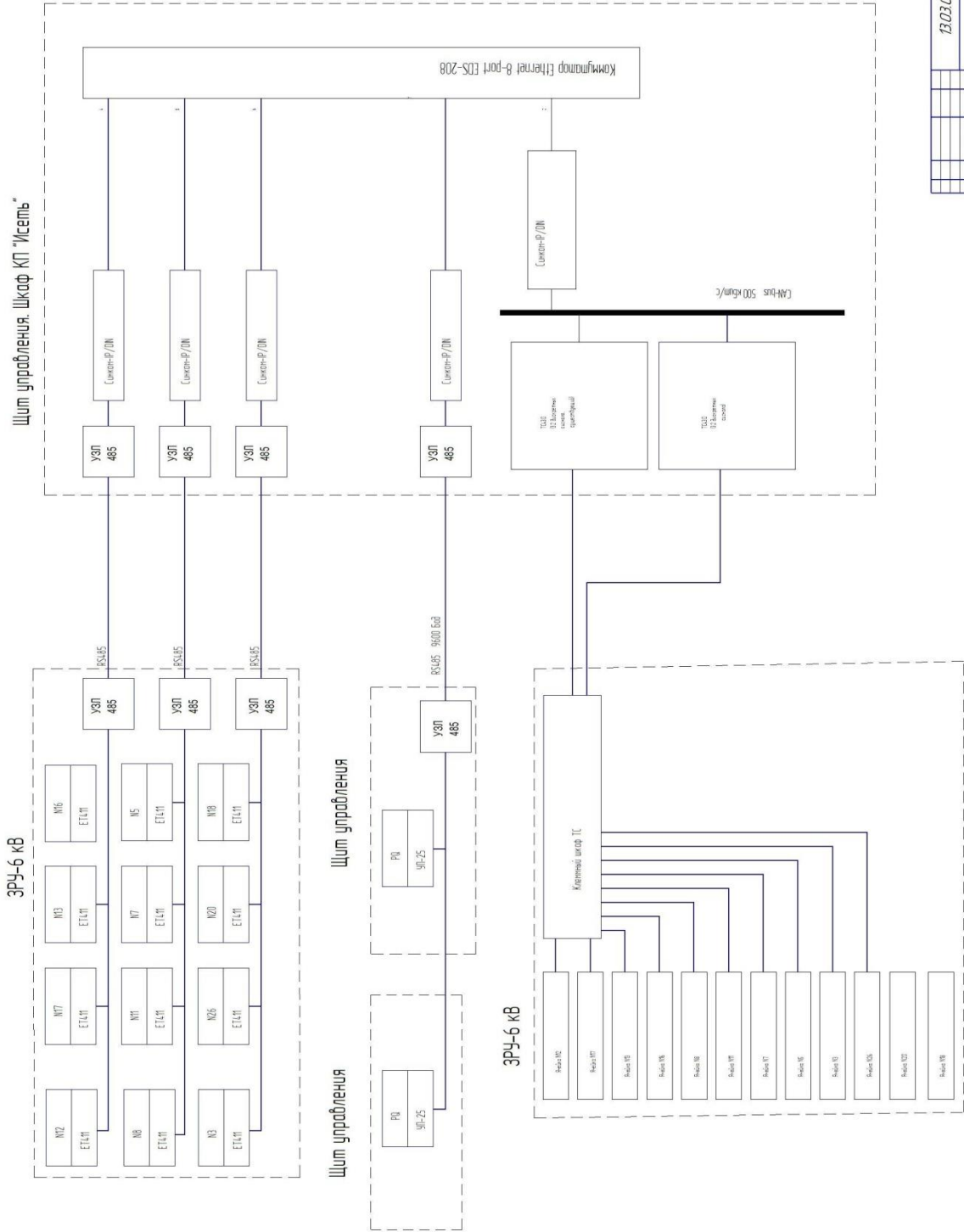
Дата: 13.03.2018	Время: 16:00:33
Имя: И.И.И.	Пол: М
Оформление: Стандарт	Сторона: 1
Ссылка: 13.03.2018.816.00.00.ПЗ	Код: 11
Имя файла: 13.03.2018.816.00.00.ПЗ	Путь: \\server\projects\11\13.03.2018.816.00.00\ПЗ\13.03.2018.816.00.00.ПЗ

13.03.2018.816.00.00.ПЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ

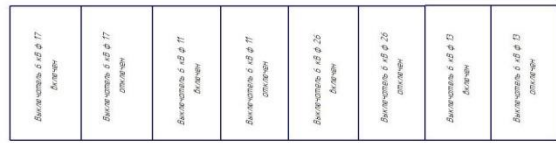
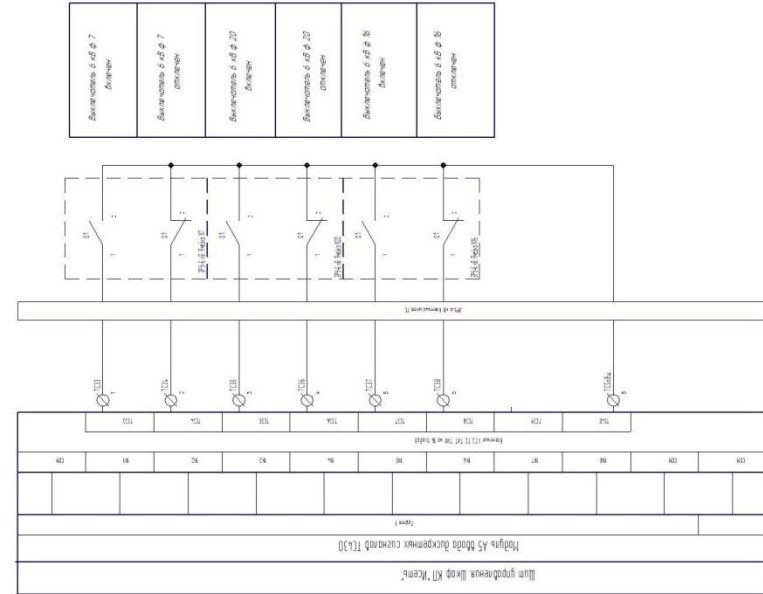


1. Схема показана только в части, выполняемой по данному проекту.
2. На схеме условными линиями показаны выводы устанавливаемого оборудования и выводы выполняемые цепи.

13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ		Акт	Дата	Подпись
№	Исполнитель	Проверен	Дата	Подпись
1	А.К.С.В.	И.И.И.	13.03.2018	И.И.И.
Служба энергетической инфраструктуры				
Служба энергетической инфраструктуры				
Исполнительский отдел				
Корпус 211				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ПРИЛОЖЕНИЕ Д



13.03.02.2018.816.00.00.33

13.03.02.2018.816.00.00.33		АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ
АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ	АКРБ

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Экономическое обоснование системы АСКУЭ

13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ

Показатель	Текущий вариант	Проектный вариант	Разница
Единовременные затраты, руб.	296928	920160	+623232
Приведенные затраты, руб	138811571	132228461	-2583110
Экономический эффект от внедрения проектного варианта		2583110	
Срок окупаемости проекта, лет		0,4	

Итого	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ
Итого	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ	13.03.02.2018.816.00.00.ПЗ

13.03.02.2018.816.00.00.П3

Выводы:

Темой ВКР являлась разработка проекта модернизации ГПП "Огнеупор" и внедрение автоматической системы контроля управления электроэнергией в ЦСиП ПАО "Комбинат "Магnezит"

Представлены этапы выбора и построения системы АСКУЭ с применением новейшего оборудования отечественных производителей. Произведена проверка силовых и измерительных трансформаторов.

Определены электрические нагрузки потребителей ГПП "Огнеупор", рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано основное электрооборудование.

В организационно-экономическом разделе приведены сводные данные экономического расчёта эффективности АСКУЭ. Рассчитанная экономическая эффективность от проекта составляет 2583110 рублей, срок окупаемости капитальных вложений 0,4 года

Рассмотрены вопросы по безопасности жизнедеятельности, произведен анализ всех производственных и экологических опасностей.

				13.03.02.2018.816.00.00.П3	
№ п/п	№ документа	Дата	Исполнитель	№ документа	Дата
				Итого по ВКР	
				Технический раздел	
				Экспертное заключение	
				Выполнено	
				Проверено	
				Итого	