

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Механико-технологический факультет
Кафедра машиностроения, автоматике и электроэнергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент
_____ К.М. Виноградов
_____ 2018 г.

Модернизация подстанции ТП-39
с системой диагностики и мониторинга

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2018.039.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты
Безопасность жизнедеятельности,
к.т.н., доцент
_____ В.Г. Некрутов
_____ 2018г.

Руководитель работы,
Старший преподаватель
_____ Т.Н. Усиевич
_____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ИОДО-508
_____ А.В. Балакин
_____ 2018 г.

Нормоконтролер, доцент
_____ В.Д. Константинов
_____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Балакин А.В. Модернизация подстанции ТП-39 с системой диагностики и мониторинга. – Челябинск: ЮУрГУ, МТ; 2018, 80 с., 10 ил., библиогр. список – 29 наим., 3 листов чертежей ф. А1., 4 листов плакатов ф. А1.

В данной квалификационной работе рассматривается модернизация электроподстанции с системой диагностики и мониторинга параметров для дистанционного контроля в реальном времени.

Рассмотрена и обоснована необходимость замены устаревшего оборудования подстанции ТП-39, расположенной в п. Шубино города Усть-Катава.

В проекте произведен расчет мощности в связи с изменением нагрузки со времени постройки подстанции, а также токов КЗ, контура заземления. Согласно расчетов произведен выбор КТП, аппаратов защиты, кабелей. Рассмотрены представленные на рынке системы автоматизированного контроля, определены критерии для выбора данной системы, произведен подбор основных ее компонентов, разработаны схемы установки и подключения основного оборудования. Произведенная работа обеспечит повышение надежности всех потребителей, подключенных к подстанции.

Работа над проектом выполнена с применением программ «Microsoft Excel 2010», «Microsoft Word 2010», «КОМПАС 3-D V.16».

Обоснован экономический эффект реконструкции, составлена смета затрат на модернизацию и автоматизацию ТП.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности.

					13.03.02.2018.039.00.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Балакин			Модернизация подстанции ТП-39 с системой диагностики и мониторинга. Пояснительная записка	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		Усиевич					4	83
<i>Н.Контр.</i>		Константинов				ЮУРГУ(НИУ) Кафедра МАЭ		
<i>Утв.</i>		Виноградов						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	8
1.1 Функции трансформаторной подстанции и системы распределительных сетей	8
1.2 Функции системы автоматизированного дистанционного контроля параметров трансформаторной подстанции	9
1.3 Обзор исходных данных и задание основных направлений разработки	11
2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ИНОСТРАННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ.....	14
2.1 Система на базе оборудования выпускаемого НПО «Мир»	16
2.2 Система «Kulon»	16
2.3 Системы, производимые «Elster Metronica»	18
2.4 Оборудование и ПО, производимые ООО «НПК «Инкотекс»	18
2.5 Выбор системы телемеханики	19
2.6 Технические данные, описание работы, схемы подключения выбранной автоматической системы	19
3. РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 / 6 кВ.....	28
3.1 Модели электрических нагрузок индивидуального жилого сектора	29
3.2 Определение общей максимальной потребляемой мощности нагрузки	33
4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	35
5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 кВ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ	37
5.1 Выбор типа трансформатора	37
5.2 Выбор мощности и количества трансформаторов	37
6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	41
6.1 Общие сведения и причины возникновения КЗ	41
6.2 Определение порядка выполнения расчетов	42
6.3 Расчетные условия короткого замыкания и схемы замещения для расчета трехфазных токов КЗ	43
6.3.1 Короткое замыкание в точке K_1	46
6.3.2 Короткое замыкание в точке K_2	47
6.3.3 Короткое замыкание в точке K_3	49
6.4 Расчет теплового импульса тока короткого замыкания	50
6.5 Мощность КЗ.....	51

7. ВЫБОР СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ 6 кВ ОТ ЛЭП ДО ВВОДА ТП	53
7.1 Выбор способа прокладки.....	53
7.2 Выбор питающих кабелей от ЛЭП – 6 кВ до разъединителя на ТП – 6 кВ.....	53
7.3 Проверка примененных кабелей по стороне 6 кВ по условиям нагрева длительным расчетным током.....	54
8. ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В.....	56
9. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА СТРОНЕ ВН 6 кВ	57
9.1 Общие сведения.	57
9.2 Выбор разъединителей.	58
9.3 Выбор выключателей на стороне ВН 6 кВ.....	60
9.4 Выбор трансформаторов тока.....	62
10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ТП-39	67
10.1 Назначение релейной защиты.	67
10.2 Основные требования к релейной защите.....	67
10.3 Дифференциальная защита	70
10.4 Максимальная токовая защита	71
11. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	73
11.1 Затраты проектируемого варианта.....	73
12. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	74
12.1 Организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ на подстанции.....	74
12.2 Технические меры по обеспечению безопасности.....	76
12.3 Мероприятия по защите при чрезвычайных ситуациях техногенного характера.....	76
12.4 Молниезащита.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	82

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

ВВЕДЕНИЕ

В СССР в 1920 был принят план ГОЭЛРО. Это был комплексный план, состоящий из нескольких разделов, предусматривающих:

- восстановление и реконструкцию имевшихся в стране электростанций;
- строительство новых электростанций;
- развитие топливной промышленности;
- электрификация промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

План ГОЭЛРО предусматривал крупные изменения в технической политике развития энергетики. Он нацеливал на использование местных углей и торфа, а также гидроэнергии. Так была положена основа для создания единой энергетической системы (в дальнейшем - ЕЭС) страны, обеспечивающей необходимый уровень надежности энергоснабжения потребителей.

В последнее время в связи с положительными изменениями экономической ситуации в стране, и приростом строительства общественных, жилых и промышленных объектов, зданий и сооружений существенно увеличилась потребность в электрической энергии. В тоже время, перед РАО «ЕЭС России», как основного поставщика электроэнергии, а также всеми ее потребителями остро встают различные проблемы, вызванные износом оборудования.

Разработка и ввод в эксплуатацию новых объектов, призванных удовлетворить все возрастающие потребности, очень затратны, поэтому имеет смысл и потребность в модернизации уже имеющихся объектов системы энергоснабжения с частичной заменой имеющегося изношенного и технически устаревшего оборудования, являющегося причиной частых случаев аварий и поломок.

При современном уровне научно-технических знаний процесс совершенствования энергетических установок идет непрерывно, они оборудуются сложными силовыми агрегатами, оснащаются различными вспомогательными механизмами и контрольно-измерительными приборами, средствами автоматики, системами дистанционного контроля и управления.

Модернизация трансформаторной подстанции с системой диагностики и мониторинга параметров для дистанционного контроля в реальном времени.

актуальна и своевременна, так как даже проведя предварительный анализ, можно сделать вывод о том, что подобная модернизация в случае возникновения даже угрозы аварийной ситуации позволит избежать вывода из строя оборудования, а следовательно, затрат на восстановление вышедших из строя агрегатов или компенсации возможных исков со стороны потребителей при причинении им ущерба в следствии подобной аварии, а также даст экономию за счет снижения затрат на техническое обслуживание электрической подстанции, обеспечит оперативное реагирование при возможном возникновении неисправностей, что в свою очередь обеспечит бесперебойное снабжения электроэнергией от ТП населения и социально значимых объектов.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.

1.1 Функции трансформаторной подстанции и системы распределительных сетей.

Правила устройства электроустановок, разработанные и утвержденные еще в СССР, называют «...Потребителем электрической энергии один электроприёмник или группа электроприёмников, объединённых технологическим процессом и располагающиеся на определённой территории...». Потребители электрической энергии по требуемой степени бесперебойности электроснабжения подразделяются на три категории:

1 категория – приёмники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный ущерб, вызванный повреждениями оборудования, длительным расстройством сложного оборудования или массовым браком продукции. Из этой группы приёмников, внезапный перерыв в электроснабжении которых угрожает жизни людей и разрушением технологического оборудования, т.е. приёмников требующих особой непрерывности питания. К особой группе можно отнести, например, приёмники аварийной вентиляции, аварийное освещение. Потребители первой категории должны иметь питание от двух независимых источников питания. При отключении одного источника питания, оборудование должно переключаться на другой источник (переключение автоматическое).

2 категория – это потребители, для которых перерыв в электроснабжении связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей, оборудования и транспорта. Потребители электрической энергии второй категории должны быть обеспечены резервом (как и потребители первой категории). В аварийном режиме, при запитывании нескольких потребителей второй категории может вводиться ограничение питания потребителей с учётом перегрузочной способности трансформатора.

3 категория – к этой группе относятся потребители, не подходящие под определение первой и второй категории. Потребители третьей категории могут иметь питание от одного источника при наличии складского резервного трансформатора.

Основным элементом распределительных сетей являются трансформаторные подстанции (ТП). Для снижения затрат на монтаж, техническое обслуживание и ремонт их схемы и конструкции делаются максимально унифицированы. ТП предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии. ТП состоит из следующих основных элементов: ввод высшего напряжения ВН, понижающий силовой трехфазный трансформатор, распределительное устройство низшего напряжения (РУНН), комплектные токопроводы, шины, соединяющие все элементы. Коммутирующие аппаратура и приборы управления, измерения, защиты и регулирования ВН и НН размещают в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), которые изготавливаются на специализированных заводах, что позволяет добиться качественной сборки всех узлов и обеспечить надежную работу электрооборудования, а также позволяет ускорить монтаж на месте установки распределительного устройства. КРУ обеспечивает безопасность в обслуживании, так

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим корпусом, что исключает возможность случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением при плановом техобслуживании или ремонтах.

Рассматриваемая трансформаторная подстанция обеспечивает потребителей третьей категории.

Для обеспечения электрической энергией жителей улиц Ломоносова, Победы, Куйбышева и др. по улице Ломоносова,59 расположена трансформаторная подстанция, введенная в эксплуатацию в 1950 году. Из-за длительной эксплуатации и износа оборудования постоянно происходят аварии, так только в 2017 году было зафиксировано 7 случаев, самое длительное отключение электроэнергии составило 6 часов. В 2016 году неоднократно возникали короткие замыкания, с пробоем высокого напряжения на сторону низкого напряжения, что привело к выходу из строя различных бытовых приборов у жителей улиц, запитанных от рассматриваемой подстанции.

1.2 Функции системы автоматизированного дистанционного контроля параметров трансформаторной подстанции

Применение автоматизированного дистанционного контроля в электросетевых комплексах позволяет объединить разобщенные или территориально рассредоточенные объекты управления в единый производственный комплекс.

Специфическими особенностями применения подобных систем в электросетевых комплексах являются:

- удаленность от центра управления объектов контроля и управления;
- необходимость обеспечения высокой точности и полноты передачи измеряемых величин;
- недопустимость большого временного интервала запаздывания сигналов;
- высокая надежность передачи команд управления и обеспечение точности их выполнения;
- высокая степень автоматизации процессов сбора информации, сведение к минимуму т.н. «человеческого фактора».

Все вышеперечисленное приводит к тому, что стоимость подобных систем очень высока. В то же время, внедрение подобных систем позволяет сократить численность технического персонала, существенно уменьшает простои из-за неполадок оборудования и обеспечивает минимальное участие человека при работе в опасных для жизни и здоровья условиях.

Особое значение автоматизированный дистанционный контроль приобретает при применении в распределительных электросетевых комплексах высоких напряжений 10...110 кВ. Обработка данных, передаваемых по современным высокоскоростным информационным каналам, с использованием компьютерных технологий позволяет значительно упростить контроль над технологическим процессом и улучшить управление.

Технически подобные системы реализуются с использованием современных скоростных каналов связи, таких, как оптоволокно, передача данных по Ethernet со скоростями свыше 10 МБит/сек., и все чаще с внедряются беспроводные технологии,

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

например, сотовая связь. При этом вовремя внедрения данных систем возникает проблема стыковки современного оборудования с физически и морально устаревшими «унаследованными» системами, с сохранением их протоколов связи, при невозможности изменения локальных технологических системам.

В системах автоматизированного дистанционного контроля, а также телемеханических системах, классической стала т.н. двух уровневая система. Верхний уровень (ВУ) – часть комплекса системы, располагаемая на пункте управления (ПУ) и являющаяся управляющей в иерархии комплекса по отношению к нижнему, подчиненному уровню. ВУ выполняет функции сбора и обработки данных с элементов системы нижнего уровня и трансляции команд управления на этот уровень.

Нижний уровень (НУ) – часть комплекса, находящаяся обычно на контролируемых пунктах (КП) и подчиненная в структуре иерархии комплекса верхнему уровню. НУ выполняет функцию непосредственного получения данных с контактных и исполнительных устройств, преобразователей контролируемых величин, установленных на контролируемом объекте.

В задачи ПУ входят:

- прием данных с КП по каналам связи, а именно: контроль срабатывания и состояния датчиков сигнализации (ТС), доступа к оборудованию и в помещения, измерение напряжения и тока фаз входящих и выходящих фидеров (ТИ), считывание данных с оконечных устройств подстанций: контроллеров электрооборудования, измерительных модулей, приборов учета – в ручном и автоматическом режимах;

- передача на КП команд управления: выполнение команд телеуправления (ТУ) оборудованием подстанций;

- организация опроса КП при использовании одного канала связи для подключения нескольких КП

- передача данных и прием команд ЭВМ: отображение считанных данных на персональном компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера, сохранение данных телеконтроля и телеизмерений (ТИ), протоколирование поданных команд телеуправления (ТУ), событий телесигнализации (ТС), иных системных событий и аварийных ситуаций

- передача данных на ВУ и прием команд с ВУ в многоуровневых системах;

- преобразование и передача данных при интеграции с системами других производителей, технический учет потребленной электроэнергии и мощности, мгновенных и усредненных параметров электросети (ток, частота, фазные/межфазные напряжения и т. д.)

Для реализации полного набора перечисленных функций ПУ оснащают современной компьютерной техникой и устанавливают специальное программное обеспечение (ПО). Применяемое ПО построено таким образом, что позволяет легко изменять конфигурацию системы, использовать различные протоколы обмена, а также алгоритмы обработки данных в процессе эксплуатации системы в режиме «реального времени», при изменении каких-либо условий или состояний контролируемого оборудования. В современных ПУ программы и настройки

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

хранятся в постоянной памяти компьютеров на т.н. жестких дисках, либо в памяти контроллеров, тем самым обеспечивает быстрый запуск либо перезапуск системы, а также восстановление в случае сбоев без потери информации.

Современные контроллеры, устанавливаемые на КП, обеспечивают объединение в систему различных устройств объекта, находящегося под контролем: приборов учета энергии, автоматических защит, разъединителей, и т.д. Например, контроллер может снимать показания электронных счетчиков, положения автоматических выключателей – вкл/выкл – и передавать их для обработки на ПУ по какому-либо каналу связи, представляющему собой оптоволокно, выделенный телефонный канал и т.п. с использованием различных интерфейсов связи, например, Ethernet.

Аппаратура контроля на КП собирает информацию об объектах, подключенных к системе, посредством датчиков и преобразователей различных физических величин в электрические сигналы.

Датчиками могут представлять собой как двухпозиционные переключатели, состояние которых изменяется при изменении состояния объекта, так и параметрические преобразователи контролируемых параметров. Как правило, контроллер КП следит за состоянием всех датчиков, установленных на объекте, и при их изменении передает в систему ВУ соответствующий сигнал. Получив его, контроллер ПУ, передает сигнал далее на компьютер. Программа на компьютере изменяет состояние изображения контролируемого объекта, отображаемого на устройстве визуализации диспетчерского пункта; в зависимости от настроек может предупреждать диспетчера звуковым сигналом; кроме того, она может отслеживать уровни отслеживаемых сигналов, например, превышение уставки какого-либо из них.

Современные программно-технические комплексы (ПТК) строятся на основе контроллеров как зарубежного, так и отечественного производства, различной разрядности (16-ти, 32-х и новейшие 64-х разрядные) с высокой производительностью и достаточной как кратковременной, так и долгосрочной памятью. При этом растет значение программного обеспечения контроллеров. Для хранения программ и данных применяют современную энергонезависимую FLASH-память, позволяющую легко изменять программу, ее настройки и обеспечивать быстрый перезапуск в случае сбоя.

1.3 Обзор исходных данных и задание основных направлений разработки

В настоящее время ТП-39 6/0,4 кВ представляет собой трансформаторную подстанцию внутренней установки, с одним трансформатором, напряжением 6/0,4 кВ, присоединяемая глухой отпайкой к ВЛ-6 кВ от существующей ЛЭП на опоре №36. Питающая линия воздушная, длина трассы составляет 17 м.

Для преобразования высокого напряжения 6 кВ в распределяемое по потребителям низкое напряжение 0,4 кВ на рассматриваемой подстанции установлен трансформатор ТМ-400 кВ×А.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Трансформатор масляный серии ТМ-400 кВ×А (исполнение У1 по ГОСТ 15150-69) предназначен для работы в электросетях напряжением 6 кВ в открытых электроустановках в умеренных климатических условиях и служит для понижения высокого напряжения питающей электросети 6 кВ до установленного уровня потребления 0,4 кВ. Трансформатор располагается в баке с маслом для охлаждения и предотвращения разрушения обмоток трансформатора от воздействий внешней среды. На масляном баке имеется пробка для взятия проб масла. Кроме того, сделан вывод для заземления трансформатора. Трансформатор оборудован высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения, позволяя регулировать напряжение ступенями при отключенном от электрической сети трансформаторе с диапазоном $\pm 2,5\%$.

Масса трансформатора ТМ-400 кВ×А составляет 1890 кг, масса масла 320 кг. Потери холостого хода трансформатора ТМ-400 кВ×А 0,83 кВт. Потери тока КЗ составляют 5,5 кВт. Напряжение короткого замыкания 4,5 %. Ток холостого тока 2,1 %. Габаритные размеры ТМ-400 кВ×А: 1750×1050×1780.

Для обесточивания оборудования и заземления отключенного высоковольтного оборудования, на стороне высокого напряжения 6 кВ предназначен разъединитель типа РВ-10 совместно с приводом РВ-10. Он представляет собой три токопровода, смонтированных на одной раме с общим валом, тягами и приводным рычагом. Токопровод состоит из двух неподвижных контактов и соединяющих их подвижного ножа. В трехполюсных разъединителях нож удерживается во включенном положении за счет силы трения, возникающей между тягами и валом. При вращении вала приводом РВ-10 (переднего присоединения), производят отключение или включение подвижных ножей.

На стороне низкого напряжения 0,4 кВ для отключения каждого из пяти отходящих фидеров установлены рубильники РПС2/1П с предохранителями на ток 250 А. Рубильники такого типа с ручным приводом независимого действия, для переднего присоединения проводников, обладающие свойствами разъединителей предназначены для нечастых (не более 6 в час) неавтоматических коммутаций электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 380В.

В закрытом распределительном устройстве ВН расположена одиночная секция шин 6кВ.

На трансформаторной подстанции предусмотрены следующие виды защит:

- 1) для защиты трансформатора: высоковольтный предохранитель ПК-10-50;
- 2) для отводящих фидеров №1-5 предохранители ПН-2-250 в составе рубильников РПС2/1П;

Целью дипломного проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет замены основного силового оборудования и оснащения ТП системой автоматизированного контроля параметров. Это даст возможность получать данные о состоянии всех аппаратов ТП в режиме реального времени и оперативно принимать решений при возникновении нештатных режимов работы оборудования. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет электрических нагрузок;

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

– по результатам расчета электрических нагрузок сделать вывод о возможности дальнейшей эксплуатации имеющегося силового оборудования, включая трансформатор, автоматический выключатель, разъединитель, системы релейной защиты; либо обосновать необходимость их замены, и произвести выбор заменяемых узлов и аппаратов;

– проанализировать необходимость компенсации реактивной мощности и, при необходимости выбрать способ и устройства для ее компенсации;

– произвести расчет токов КЗ, на его основании произвести расчет и выбор кабелей 6 кВ от ЛЭП до ТП, а также коммутирующего оборудования;

– рассчитать и выбрать кабели до 1 кВ;

– определить параметры защитного контура заземления ТП;

– разработать систему автоматизированного контроля параметров трансформаторной подстанции для дистанционного контроля в режиме реального времени, произвести выбор основных компонентов системы, а также разработать основные электрические схемы подключения данного оборудования

– выполнить экономическое обоснование замены части оборудования на более современное, с учетом факторов, могущих оказать вредное влияние на человека или окружающую среду.

Вывод по разделу 1: По результатам анализа условий эксплуатации и технических характеристик трансформаторной подстанции и общего обзора существующих современных технических средств, считаю необходимым и возможным модернизацию ТП и оснащение ее системой автоматизированного контроля параметров.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ИНОСТРАННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ.

Телесигнализация (в англоязычных источниках DI – Digital Input). Используется для дистанционного контроля дискретных изменений состояния объекта, например, включен/выключен, движется/стоит, норма/авария и т.п. Для получения данных объект оснащают датчиками. В простейшем случае применяют двухпозиционные контактные переключатели, но могут использоваться и многопозиционные переключатели. Контроллер КП опрашивает состояние датчиков и при изменении состояния передает информацию о событии на ПУ в короткой посылке, обычно называемой телесигналом. Контроллер ПУ при получении ТС передает его для обработки в ЭВМ (и на контроллер щита) для оповещения диспетчера и отображения изменившегося состояния объекта.

Телеизмерения (AI – Analog Input). Используют для получения количественной оценки характеристик контролируемого процесса, например температуры, напряжения, тока, давления и пр. Для измерения на объекте используют преобразователи, которые преобразуют физические параметры в нормированные электрические сигналы. Контроллер КП измеряет значения этих сигналов и по запросам ПУ или спорадически передает их на ПУ в цифровом виде. ТИ поступают на ЭВМ и щит для отображения. ЭВМ следит за уровнями измерений и предупреждает оператора о превышении заданных пороговых значений (уставок).

Важным параметром телеизмерений является точность. В старых системах обычно использовались 8-разрядные аналого-цифровые преобразователи (АЦП), которые обеспечивали погрешность измерения более 0,8% для однополярных сигналов и более 1,6% для двуполярных. Современные системы оснащают 10...14-разрядными АЦП, что позволяет достичь точности измерений 0,25...0,1%. Дальнейшее повышение точности ограничивается наличием наводок на измерительные цепи. Для ослабления наводок от промышленной силовой сети с частотой 50 Гц в контроллерах КП применяют алгоритмы цифровой фильтрации.

Телеуправление (DO – Digital Output). При необходимости вмешательства в ход контролируемого процесса оператор посредством ЭВМ выдает в систему команду телеуправления, обеспечивает дистанционное управление объектом контроля. С ЭВМ команда ТУ поступает на контроллер ПУ, который передает ее нужному КП. Контроллер КП при получении команды проверяет ее достоверность, выдает электрический сигнал для включения исполнительного механизма (например, запуск электродвигателя), передает на ПУ квитанцию о выполнении команды. Команды ТУ обычно двухпозиционные: ТУ «включить» и ТУ «отключить». Применяются также более сложные алгоритмы выдачи ТУ, например, с промежуточным контролем готовности исполнительных цепей. Для защиты команд ТУ от искажений при передаче применяют специальное кодирование, например, передают команду дважды, в прямом и инверсном виде и т.п. Обычно в одном цикле управляют только одним объектом.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Современные контроллеры КП могут получать информацию не только с датчиков и преобразователей, но и с различных микропроцессорных устройств, например приборов учета, токовых защит. Для стыковки с такими устройствами применяют один из локальных интерфейсов, например, RS-485. Информационный обмен идет с использованием одного из совместимых протоколов, например Modbus.

Телерегулирование (АО – Analog Output). Обеспечивает дистанционное задание уровня воздействия на объект управления. Управление начинается с задания оператором величины воздействия, а затем выдачей команды с ЭВМ. Команда TP передается с пункта управления на контролируемый пункт по каналу связи. Контроллер КП, получив команду TP, проверяет ее достоверность и выдает сигнал заданного уровня на исполнительное устройство (например, открывает вентиль на 56%). Кроме ручной выдачи управления применяется и автоматизированная выдача. В данном случае на ЭВМ устанавливают программу с алгоритмом вычисления величины управления. Для предотвращения «удара» при выдаче телерегулирования применяют плавное изменение выходного сигнала до достижения заданного уровня. Эту задачу обычно выполняет контроллер КП.

Достоверность телеизмерений и телесигнализации (отсутствие искажений данных при передаче по каналам связи) обеспечивается за счет введения в посылки кодов защиты. Обычно в посылке передают контрольную сумму данных. Наиболее надежными являются полиномиальные контрольные суммы, реализуемые на основе контроллеров или микроконтроллеров.

В нашей стране развитие телемеханики шло параллельно с развитием электроники и средств связи. Первые системы строили на релейных схемах. В 50-х гг. XX в. на смену реле пришли более надежные полупроводниковые элементы, а в конце 60-х гг. началось использование интегральных схем, и в схемотехнике систем телемеханики произошел качественный скачок. В дальнейшем вместо микросхем жесткой логики в контроллерах стали использовать микропроцессоры. Это позволило гибко адаптировать аппаратуру под решение конкретной задачи путем замены программного обеспечения. В 1992 г. в Беларуси был изготовлен первый комплекс телемеханики «Сириус», построенный на восьмиразрядных микропроцессорах. Часть программного обеспечения и конфигурация системы загружались в память контроллеров с ПЭВМ.

В настоящее время в связи с развитием и широким внедрением микропроцессорной техники появилось большое количество решений на основе отечественной и иностранной элементной базы. Хочется отметить, что отечественные промышленные контроллеры, управляющие сложными техпроцессами в реальном времени, производились в основном для военной или космической техники. В этих областях российская продукция всегда была и остается одной из лучших в мире. При этом видна общая закономерность – российские системы, как правило, почти всегда превосходят по живучести и часто по функциональным возможностям иностранные аналоги.

Таким образом, все имеющиеся на рынке системы телемеханики имеют приблизительно одинаковые характеристики, обеспечивают контроль

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

необходимых параметров, имеют практически одинаковый уровень надежности и поэтому выбор системы для внедрения правильно будет основывать исходя из стоимости оборудования и ПО. Рассмотрим некоторые из таких систем.

2.1 Система на базе оборудования выпускаемого НПО «Мир».

НПО «МИР» - один из ведущих поставщиков решений в области автоматизации и управления объектами электросетевого хозяйства в России и странах СНГ. Разработанная и собранная на его базе типовая система оборудования телемеханики, выпускаемого НПО «Мир» представляет следующий набор оборудования, представленный в таблице 1

Таблица 1 – комплект оборудования, выпускаемого НПО «МИР».

Наименование блока	Цена
контроллер МИР КТ-51М;	19853
счетчик электроэнергии трехфазный электронный МИР С-03	4524
блок питания ББП-3/20	2300
источник бесперебойного питания АРС 1000	7800
комплект интерфейсных кабелей	2857
антенна МИР АВ-146.01 и высокочастотный кабель	5602
измерительные датчики тока и напряжения ПТ (преобразователь тока), ПН (преобразователь напряжения);	7885
Итого:	50821

2.2 Система «Kulon».

Компания «Sandraks» один из ведущих американских мировых разработчиков и производитель инновационных систем управления и контроля освещения «Kulon» и «Aristo», выполняет весь цикл работ от разработки оборудования и программного обеспечения до внедрения и последующего обслуживания.

На российском рынке «Sandraks» работает с 2009 года.

Продукция «Sandraks» представлена в 25 странах мира. Система выполняет следующие функции:

- Сбор информации с заданной степенью достоверности и точности, скоростью доставки телеинформации оперативно-диспетчерскому персоналу
- Обеспечение наблюдаемости параметров режима и состояния оборудования распределительных сетей в нормальных и аварийных режимах

- Повышение эффективности оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электрическими сетями и подстанциями с целью ведения заданного режима и его оптимизации, предотвращения отказов оборудования, локализации и устранения последствий аварий

- Повышение надежности и безаварийности работы основного и вспомогательного оборудования электрических сетей

- Снижение эксплуатационных расходов

- Создание информационной базы для подсистем АСДУ

Система телемеханики «Sandraks» имеет гибкую модульную структуру, предоставляющую возможность создавать распределенную систему с заданным набором параметров. Блочно-модульная структура системы позволяет использовать шкафы различных конструктивов для оптимального размещения оборудования на объекте. При этом возможно разнесение отдельных функциональных блоков.

Устройство работает в составе ячейки комплектного распределительного устройства (КРУ) распределительных, соединительных и трансформаторных подстанций электрических сетей с классами напряжений 6, 10, 20 кВ; в составе панелей телемеханики подстанций. RS-Сплиттер имеет шесть RS-485 входов/выходов и работает как в режиме «1 вход и 5 выходов», так и в режиме двух отдельных «1-на-2 сплиттеров». Устанавливается на DIN-рейку. Контроллеры разрабатываются на основе современной элементной базы от ведущих мировых производителей и выполняются на высоком технологическом уровне. Для создания контроллеров «Kulon» используются 16-разрядные процессоры и микроконтроллеры фирмы Siemens, а также 8-разрядные микроконтроллеры фирм Philips и Atmel. Комплект представляет следующий набор оборудования, представленный в таблице 2

Таблица 2 – комплект оборудования телемеханики «Kulon».

Наименование блока	Цена
Устройство телемеханики KP2735Y48	23456
счетчик электроэнергии трехфазный электронный Merkury-230	3680
блок питания SU103E	3200
источник бесперебойного питания IBP10	7600
Жгут ZA273E	1899
Модуль VGE03E	12345
Блок реле – повторителя SR2516E10	7562
Итого:	59742

2.3 Системы, производимые «Elster Metronica»

Данная система представляет собой измерительно-вычислительные комплексы (ИВК) и позволяет удовлетворить потребности потребителей с любым количеством точек контроля, от потребителя с несколькими счетчиками, вплоть до распределенных предприятий, имеющих несколько сот объектов и пользователей. Система позволяет отображать характер расхода с любой необходимой степенью детализации, либо подавать информацию в общем виде.

В ее состав могут входить микропроцессорные многофункциональные трехфазные счетчики для учета перетоков, генерации, высоковольтных подстанций, распределительных сетей и промышленных потребителей, а также бытовые однофазные электросчетчики, устройства сбора и передачи данных для сбора, обработки, хранения данных, собранных с приборов учета и контроля оборудования и передачи их на верхний уровень. Предлагаются различные УСПД, отличающиеся типом контроллера, производительность, конструктивным исполнением и количеством интерфейсов и каналов, а также нестандартные конфигурации по запросу. Для нашего случая приемлема следующая конфигурация оборудования, представленная ниже в таблице 3

Таблица 3– комплект оборудования «Elster Metronica»

Наименование блока	Цена
Устройство УСПД RTU-325	23999
счетчик электроэнергии трехфазный электронный Альфа А-1800	5428
Преобразователь интерфейсов ADAM 4520 RS-232/485	5684
источник бесперебойного питания ИБП Match	8999
комплект интерфейсных кабелей	2599
GSM терминал Cinterion MC52iT	8999
Кабель GPS16HVS	1299
Итого:	57007

2.4 Оборудование и ПО, производимые ООО «НПК «Инкотекс»

Представляют собой типовые схемы построения системы на базе ПО «Астра-Электроучет» и оборудования Меркурий «Астра – Электроучет». ПО «Астра-Электроучет» работает с полным спектром оборудования фирмы «Инкотекс» - электросчетчиками Меркурий и сопутствующим оборудованием для их функционирования в составе автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов, включая GSM-шлюз Меркурий 228, а также концентраторы PLC 1 и PLC 2, являющиеся стандартным решением для бытового сектора. Для

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.039.000 ПЗ					

передачи данных со счетчиков в этом случае используются линии электропередач, по которым электричество поступает к потребителям. Сбор данных при этом производится концентратором Меркурий 225, с которого в последующем идет передача данных в ПО верхнего уровня. При необходимости PLC концентраторы могут быть подключены либо к GSM шлюзу Меркурий 228.1 (при использовании GSM связи), либо к преобразователям интерфейсов Ethernet-RS485, например, фирмы MOXA NPORT-5150, что значительно увеличивает стоимость всей системы. Данная система позволяет вести только учет и контроль параметров, без «обратной связи» для осуществления возможности управления аппаратами подстанции.

Комплект оборудования телемеханики ООО «НПК «Инкотекс» для наглядности сведен в таблицу 4

Таблица 4 – комплект оборудования телемеханики ООО «НПК «Инкотекс»

Наименование блока	Цена
счетчик электроэнергии трехфазный электронный Меркурий 228	3780
блок питания ББП-3/20	2300
Концентратор Меркурий 225	10499
GSM-шлюз Меркурий 228	12619
источник бесперебойного питания UPS 3000	7999
комплект интерфейсных кабелей	1855
преобразователям интерфейсов MOXA NPORT-5150,	17453
Итого:	56505

2.5 Выбор системы телемеханики

Таким образом, произведя обзорный анализ соотношения возможностей систем различных производителей и сравнение стоимости оборудования, делаем вывод о том, что системой, наилучшим образом отвечающей поставленной задаче, является оборудование, производимое НПО «МИР».

2.6 Технические данные, описание работы, схемы подключения выбранной автоматической системы.

Автоматизированная система работает по следующей схеме: контроллер собирает, обрабатывает информацию о параметрах электроснабжения подстанции ТП-39. Схема работы контроллера представлена на рисунке 1.

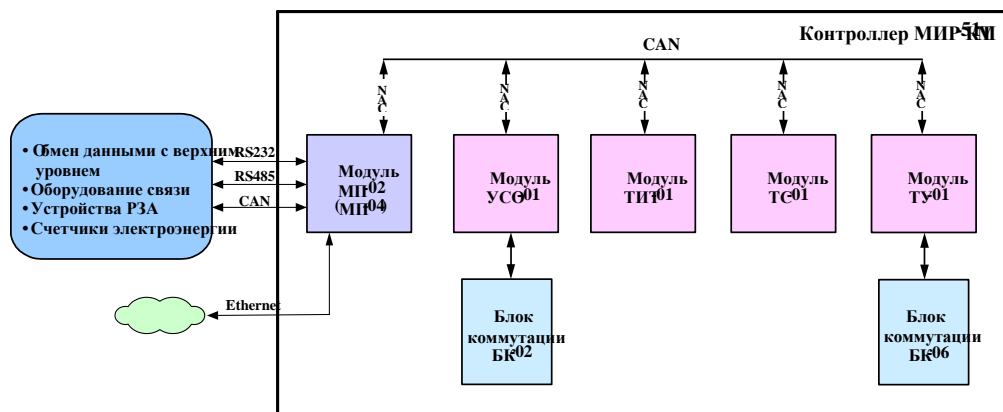


Рисунок 1 Схема работы контроллера МИР КТ-51М

Модуль МП-02 функционирует в качестве ЦПУ в составе контроллера, обеспечивая информационный обмен между модулями ввода-вывода контроллера и другими устройствами, обработку и передачу данных на ВУ системы через встроенный модем счетчика электроэнергии МИР С-03. Модуль УСО-01 обеспечивает сбор данных с датчиков телесигнализации (ТС) и телеизмерения интегральных значений (ТИИ), телеизмерения текущих значений (ТИТ), обработку полученных значений, а также осуществляет дистанционное и автоматическое управление модулями и технологическими объектами через блоки коммутации БК-02. Модуль ТИТ-01 измеряет уровни унифицированных сигналов постоянного тока, поступающих на каналы ТИТ; обеспечивая обработку их значений с учетом алгоритмов обработки, контролирует превышение заданных порогов. Модуль ТС-01 обеспечивает телесигнализацию состояния двухпозиционных объектов на основании данных, считываемых с дискретных датчиков; обеспечивает подавление "дребезга" контактов;

Блоки коммутации БК-02 выполняют функции усиления сигналов телеуправления модулей устройств, сопряжения с объектом (УСО-01) и телеуправления (ТУ-01) через промежуточные реле и формирования сигналов телесигнализации от объектов управления. Все модули в контроллере объединены между собой промышленной шиной CAN.

Счетчик МИР С-03 предназначен для измерения активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной мощности, частоты, среднеквадратических значений напряжения и силы тока в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока и организации многотарифного учета электроэнергии, а также измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) по следующим характеристикам:

установившееся отклонение напряжения в системах электроснабжения промышленной частоты;

отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения;

длительность провала напряжения;

– глубина провала напряжения;

– длительность перенапряжения.

Может эксплуатироваться как в автономном режиме, так и в составе АСКУЭ. Счетчик удовлетворяет требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.22 при измерении активной энергии и ГОСТ 31819.23 при измерении реактивной энергии, соответствует классу точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 при измерении активной энергии, классу точности 0,5 по ГОСТ 31819.23 при измерении реактивной энергии.

Счетчик не изменяет технические характеристики, при любом номинальном значении силы тока $I_{ном.}$ из диапазона от 1 до 5 А, а также при любом номинальном значении напряжения переменного трехфазного тока (фазное/линейное) $U_{ном.}$ из диапазона от 120/208 до 230/400 В, указанном в ГОСТ 31818.11. Максимальное значение силы тока равно 10 А. Номинальное значение частоты сети – 50 Гц. Схема подключения счетчика на рисунке 3)

Рабочие диапазоны напряжений при измерении энергии:

- установленный от 0,90 до 1,10 $U_{ном.}$;
- расширенный от 0,80 до 1,15 $U_{ном.}$;
- предельный от 0 до 1,15 $U_{ном.}$.

Диапазоны измерения фазного напряжения (при наличии символа “N” в части кода счетчика “Функции”) составляют:

- от 100 до 288 В при номинальном напряжении (120 – 230)/(208 – 400) В;
- от 40 до 120 В при номинальном напряжении 57,7/100 В.

Диапазон измерения тока составляет от 0,01 до 10,00 А

Диапазон измерения частоты составляет от 47,5 до 52,5 Гц

Питания счетчика осуществляется от импульсного обратного преобразователя, обеспечивающего помимо всего еще и работу от резервного источника переменного тока частоты 50 Гц напряжением от 120 до 276 В (или постоянного тока напряжением от 120 до 276 В). Работоспособность счетчика, подключенного к четырехпроводной сети, сохраняется при отсутствии напряжения двух любых фаз или одной фазы и нулевого провода

Работоспособность счетчика, подключенного к трехпроводной сети, сохраняется при отсутствии напряжения любой одной фазы. Гальванические развязки входа ТС и импульсных выходов выполнены на оптронных парах и предназначены для взаимной изоляции внутренних и внешних цепей счетчика.

Модуль GSM, отвечающий стандарту GSM 850/900/1800/1900, используется для передачи данных по каналу связи GSM. Тип канала связи: GPRS (TCP/IP), DATA. Передача данных по интерфейсу Ethernet производится со скоростью 10/100 Мбит/с в полнодуплексном режиме. При этом при передаче данных осуществляется светодиодная индикация скорости передачи данных по сети - зеленым цветом при скорости 100 Мбит/с, при 10 Мбит/с свечение отсутствует.

Светодиодный индикатор передачи данных по сети Ethernet постоянно светится красным цветом, если соединение по сети Ethernet установлено, мигает красным цветом – при передаче данных, свечение отсутствует – при отсутствии соединения с сетью Ethernet. Структурная схема счетчика на рисунке 2.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

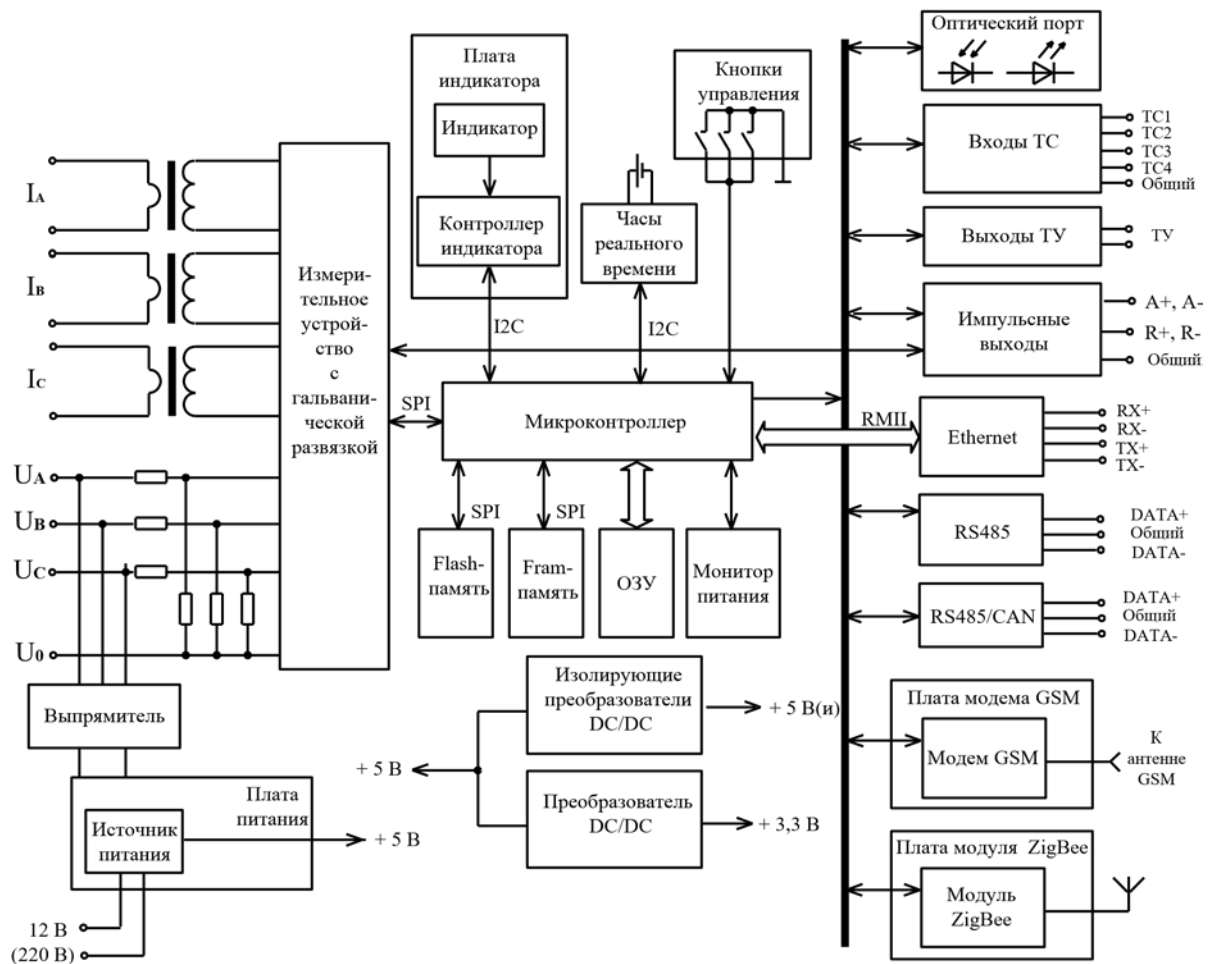
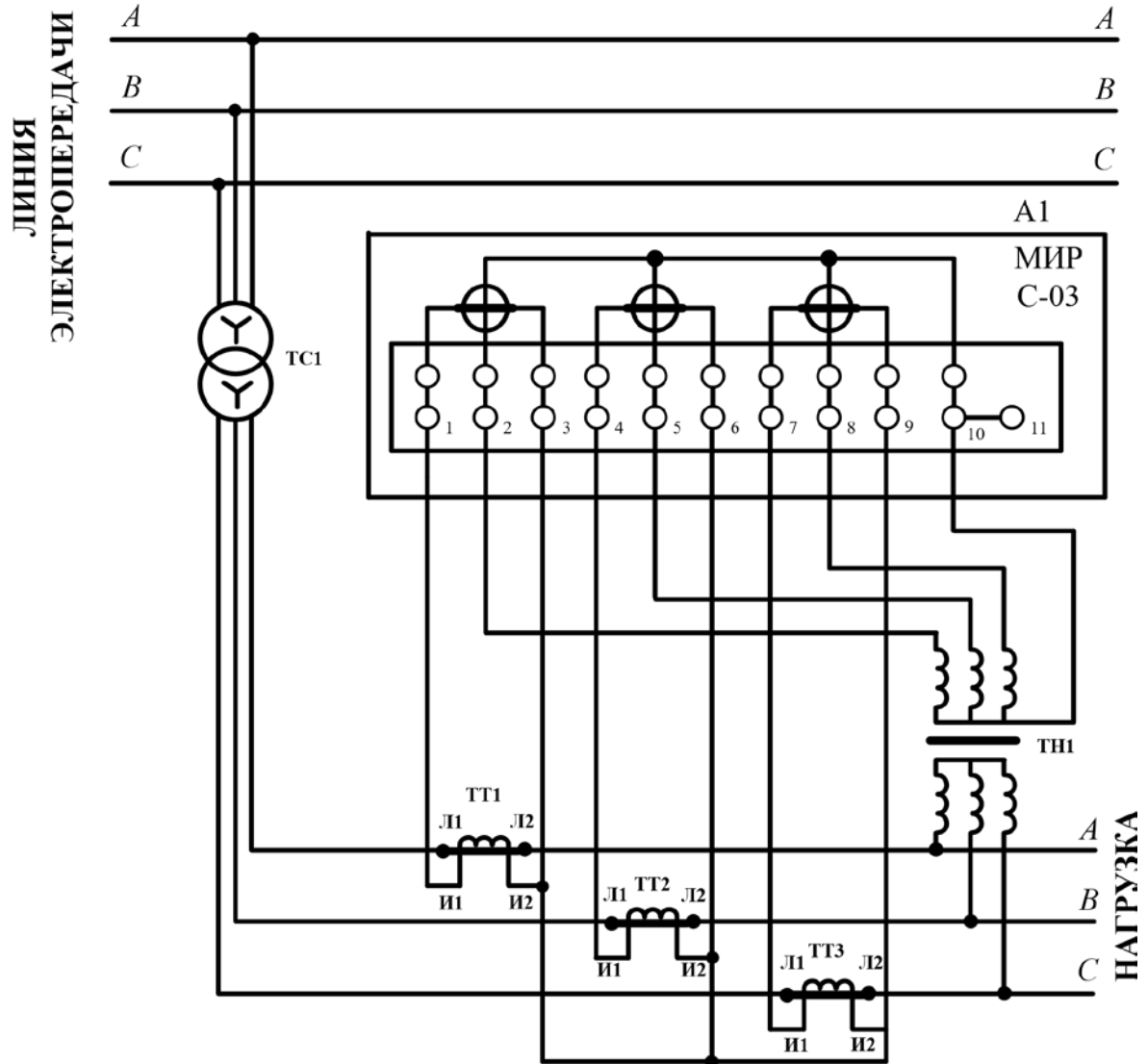


Рисунок 2 – Структурная схема счетчика

Подключение, внешних цепей, различных датчиков и контроллера показаны на рисунках 4-7.



- А1 – счетчик;
 ТТ1...ТТ3 – трансформатор тока;
 ТН1 – трехфазный трансформатор напряжения; ТС1
 – силовой трансформатор.

Рисунок 3 – Схема подключения счетчика к трехфазной трехпроводной сети для учета потерь энергии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.039.000 ПЗ

Лист

23

Схемы подключения внешних устройств

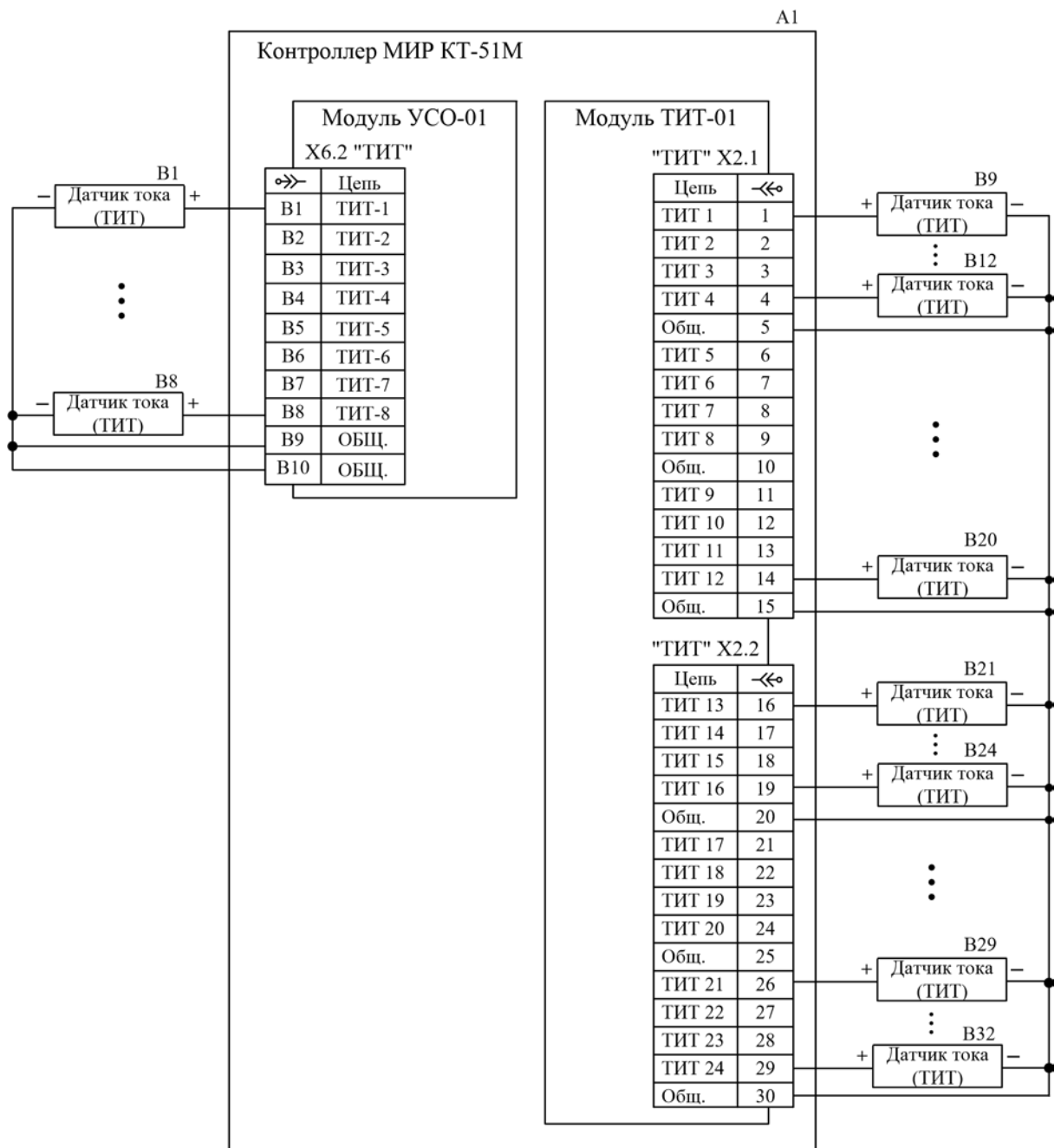


Рисунок 4 – Подключение датчиков ТИГ к контроллеру МИР КТ-51М

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

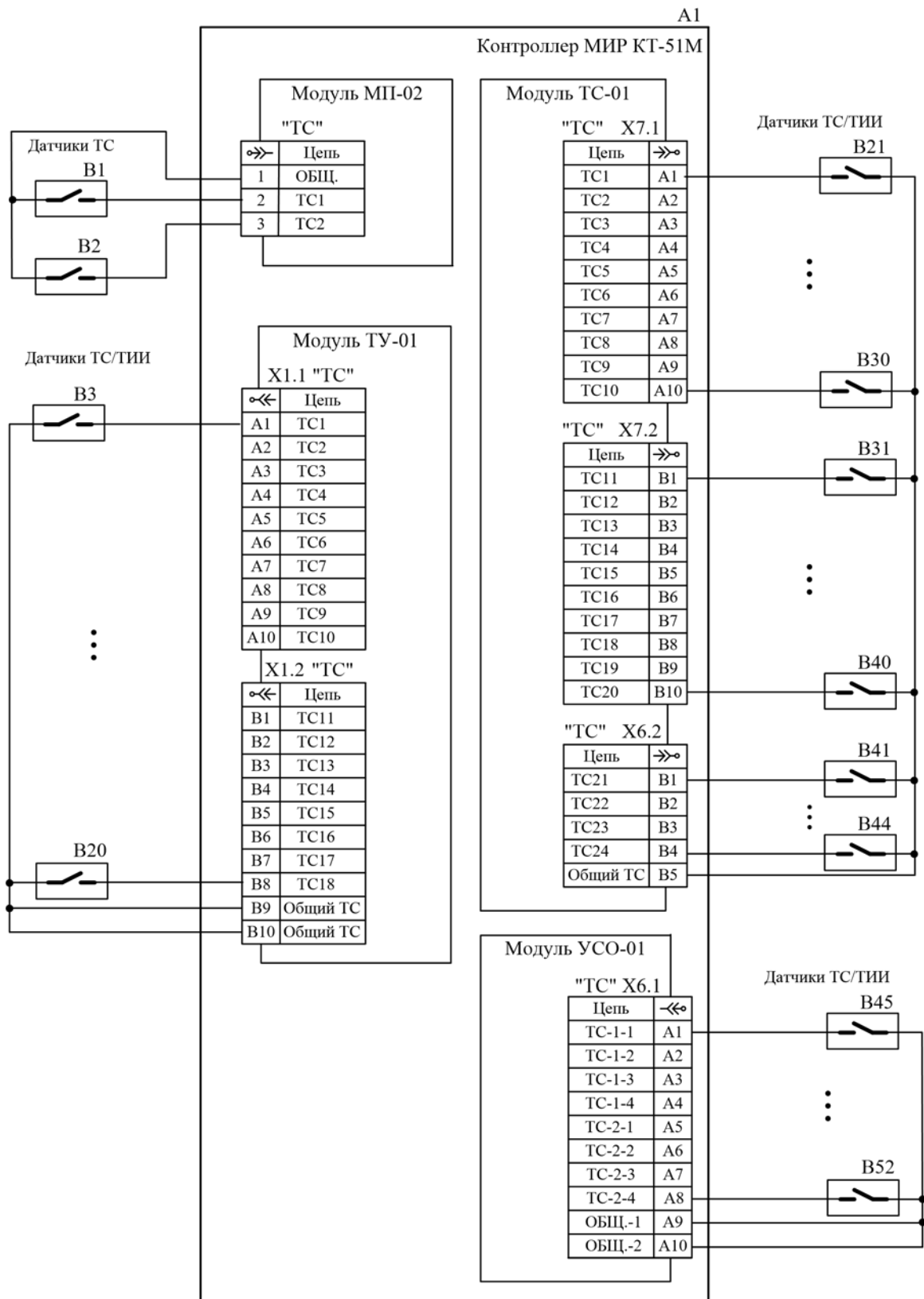
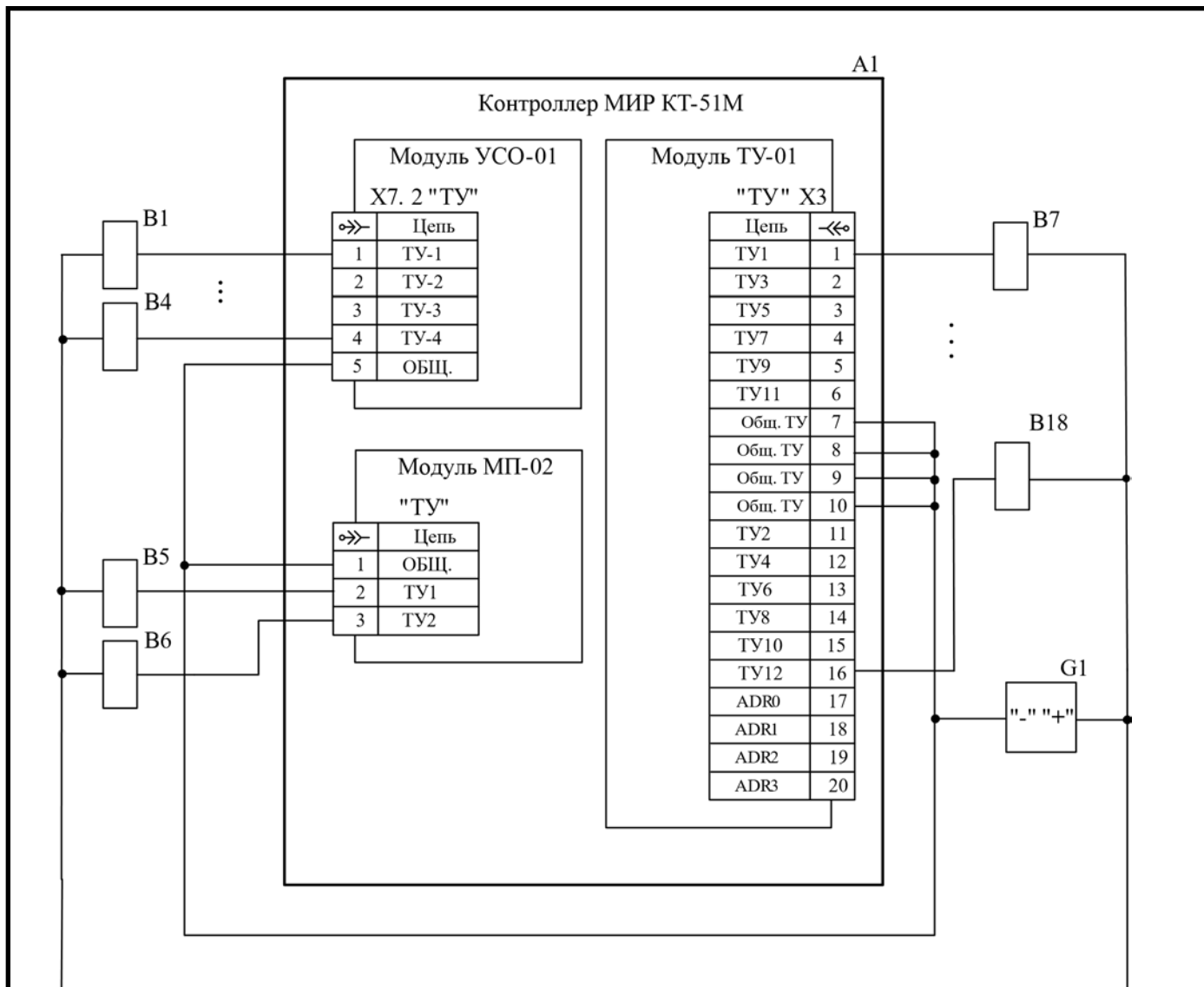


Рисунок 5 – Подключение датчиков ТС/ТИИ к контроллеру МИР КТ-51М

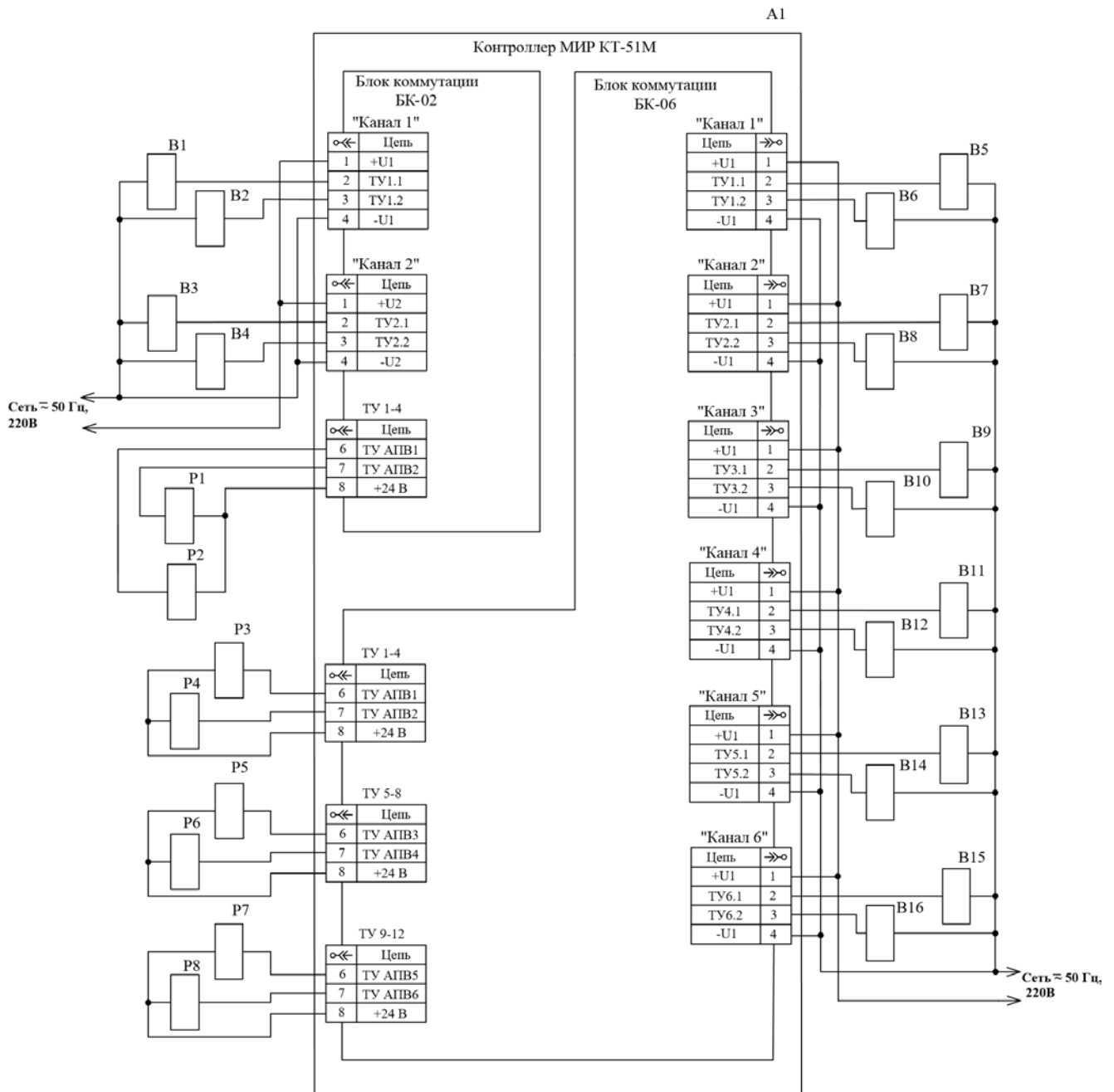


A1 – контроллер МИР КТ-51М M07.111.00.000;

B1...B18 – исполнительный механизм;

G1 – источник питания постоянного тока напряжением 24 В.

Рисунок 6 – Подключение внешних цепей управления к модулям контроллера с МП-02



A1 – контроллер МИР КТ-51М М07.111.00.000; В1...В16 – исполнительный механизм; Р1...Р8 – реле блокировки АПВ.

Рисунок 7 – Подключение нагрузки к блокам коммутации БК-02, БК-06 контроллера

Вывод по разделу 2: исходя из технического задания и произведенного обзорного анализа соотношения возможностей систем различных производителей и сравнение стоимости оборудования, делаем вывод о том, что системой, наилучшим образом отвечающей поставленной задаче, является оборудование, производимое НПО «МИР»

3. РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 / 6 кВ.

Для определения объема модернизации трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет мощности электрических нагрузок потребителей. Определив присоединенную мощность, можно делать выбор и проверку электрооборудования системы электроснабжения. От правильности оценки нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. Ошибка в расчетах в сторону занижения нагрузки приведет к тому, что установленное оборудование будет работать на пределе мощности, либо с перегрузом, что в конечном итоге вызовет его преждевременный выход из строя. Завышение нагрузки приведет к неоправданным финансовым затратам.

При определении мощности электрических нагрузок учитывается режим работы, напряжение, род тока электроприемников и т.д.

По режиму работы все присоединенные потребители делятся на три группы, для которых предусматривается следующие три режима работы:

- А) продолжительный;
- Б) кратковременный;
- В) повторно – кратковременный.

По напряжению питания все электроприемники делятся на три группы:

- электроприемники, которые могут получать питание от сети ВН 6 и 10 кВ;
- электроприемники, питание которых целесообразно осуществлять на напряжении 380 (660) В.
- электроприемники, питание которых осуществляется на напряжении 220 В.

По роду тока:

- от сетей переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц);
- от сетей переменного тока повышенной или пониженной частоты;
- от сетей постоянного тока различного напряжения.

В проектировании систем электроснабжения объектов народного хозяйства и жилых домов могут применяться различные методы определения электрических нагрузок, которые подразделяются на основные и вспомогательные.

К основным относятся методы расчета по:

- установленной мощности и коэффициенту спроса;
- установленной средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- установленной средней мощности и отношению расчетной нагрузки от средней (статистический метод);
- установленной средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм);
- удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени;
- удельной нагрузке на единицу производственной или жилой площади.

При этом следует внести следующее уточнение: расчет нагрузок по любому из вышеупомянутых методов не обеспечивает достаточной точности из-за

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

возможных изменений в технологических процессах и неточности расчетных коэффициентов. Поэтому при расчете допускают погрешность $\pm 10\%$.

3.1 Модели электрических нагрузок индивидуального жилого сектора.

Основными потребителями электроэнергии в жилом секторе, получающего электроэнергию от модернизируемой электрической подстанции, являются индивидуальные жилые дома разных типов и различные виды коттеджей. Для их различных типов определены основные стандартизированные характеристики электрических нагрузок:

- установленная мощность электробытовых машин, приборов и оборудования ($P_{уст}$, кВт);
- число часов их использования ($Ч_{исп}$, ч);
- годовое потребление электроэнергии ($W_{год}$ кВт х ч);
- суточные графики электропотребления каждым прибором для наиболее тяжелых зимних условий и суммарные графики электропотребления.

Рассмотрим следующие модели электропотребления, предполагающие различные уровни электрификации быта, под которыми понимается использование определенного стандартизованного набора бытовых приборов и устройств с заданным временем их использования в течении суток:

1-я модель предполагает наиболее низкий уровень электрификации быта проживающих людей (наличие небольшого количества бытовых электрических приборов). Как правило, это жилищные владения старого типа с количеством жителей 1 – 3 человека, введенные в эксплуатацию свыше 40 лет назад.

Основные используемые приборы и процессы описаны в таблице 5.

Таблица 5 – Первый уровень электрификации быта

№п/п	Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max} , кВт
1	Освещение	0,25	400	100	
2	Телевизор	0,18	600	110	
3	Кипятильник	0,6	110	66	
4	Утюг	1	52	52	
5	Электроплитка	1	365	140	
6	Итого	3,03		468	1,2

Коэффициент использования электроплиты для данной модели принимаем равным 0,38.

2-я модель электропотребления предполагает уровень электрификации, предусматривающий традиционный жилой дом, как правило одноэтажный, жители которого используют повседневно основные электробытовые машины и приборы, и представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Второй уровень электрификации быта

№п/п	Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max} , кВт
1	Освещение	0,6	860	516	
2	Приемник	0,02	1000	20	
3	Телевизор	0,18	2000	360	
4	Компьютер	0,025	1000	25	
5	Холодильник	0,15	3200	480	
6	Электрический насос для	0,22	180	40	
7	Пылесос	0,55	160	88	
8	Кипятильник	1	100	100	
9	Стиральная машина	1	150	150	
10	Кухонный комбайн	0,2	30	6	
11	Утюг	1	150	150	
12	Соковыжималка	0,13	180	23	
13	Электроплитка	1	548	548	
14	Итого	6,075		2506	2,8

3-я модель, представленная в таблице 3, показывает уровень электрификации жилого сектора, предполагающий оснащение современными бытовыми аппаратами и приборами, такими как стиральная машина с нагревом воды, многофункциональный пылесос, и др. приборы и машины с множественными операциями, а также наличие нескольких приборов с одинаковым функционалом: телевизоры, компьютеры и пр. таблица 7

Таблица 7 – Третий уровень электрификации быта

№п/п	Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max} , кВт
1	Освещение	0,7	1000	700	
2	Приемник	0,04	1000	40	
3	Телевизор	0,25	2000	500	
4	Компьютер	0,025	1000	25	
5	Холодильник	0,2	3200	640	
6	Электрический насос для воды	0,4	180	72	
7	Пылесос	1,3	80	104	
8	Кипятильник	1	100	100	
9	Стиральная машина	2,7	150	405	
10	Кухонный комбайн	0,2	30	6	
11	Утюг	1	150	150	
12	Соковыжималка	0,13	180	23	
13	Электроплитка	2	350	700	
14	Итого	9,94		3465	5,5

4-я модель таблице 8 предполагает уровень электрификации жилого сектора, включающий наряду с современными агрегатами и приборами мощную бытовую электроплиту.

Таблица 8 – Четвертый уровень электрификации быта
(Третий уровень электрификации и мощная электроплита)

№п/п	Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max} , кВт
1	Освещение	0,7	1000	700	
2	Приемник	0,04	1000	40	
3	Телевизор	0,25	2000	500	
4	Компьютер	0,025	1000	25	
5	Холодильник	0,2	3200	640	
6	Электрический насос для воды	0,4	180	72	
7	Пылесос	1,3	80	104	
8	Кипятильник	1	100	100	
9	Стиральная машина	2,7	150	405	
10	Кухонный комбайн	0,2	30	6	
11	Утюг	1	150	150	
12	Соковыжималка	0,13	180	23	
13	Электроплитка	5	314	1570	
14	Итого	12,945		4335	8

В рассмотренных третьей и четвертой моделях наибольшая установленная мощность (соответственно 10 и 13 кВт) образуется за счет освещения, пылесоса, стиральной машины и электроплиты.

Наибольший объем электропотребления приходится на следующие устройства и процессы:

- освещение (600 - 700 кВт×ч);
- холодильник (550 - 650 кВт×ч);
- электроплита (в зависимости от численности семьи 750 – 1600 кВт×ч).

Потребление электричества в коттеджах рассматривается как пятый уровень электрификации.

При рассмотрении данной модели для упрощения расчетов объединим в одну группу электрификации быта коттеджи с площадью от 100 до 300 кв.м., т.к. количество используемой бытовой техники приблизительно одинаково и как достоверно установлено, потребляемая мощность существенно не зависит от площади помещения в рассматриваемом диапазоне. Данные по пятому уровню электрификации быта в коттеджной застройке представлены в таблице 9. Другие модели рассматриваться не будут, т.к. предусматривают еще большие площади помещений и практически отсутствуют в рассматриваемом районе.

Таблица 9 – Пятый уровень электрификации быта – коттеджи.

№п/п	Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max} , кВт
1	Освещение	0,7	1000	700	
2	Приемник	4,5	900	4050	
3	Телевизор	0,04	2500	100	
4	Компьютер	0,04	1500	600	
5	Холодильник	0,025	1000	25	
6	Электрический насос для воды	0,2	200	640	
7	Пылесос	0,4	250	100	
8	Кипятильник	1,3	100	130	
9	Стиральная машина	2,7	107	459	
10	Кухонный комбайн	0,2	30	6	
11	Утюг	1	170	170	
12	Соковыжималка	0,13	180	23	
13	Электроплитка	1	200	200	
14	Шашлычница	1	120	240	
15	Фритюрница	1	150	150	
16	Гриль	1	150	150	
17	Тостер	0,65	120	78	
18	Печь СВЧ	1,5	100	150	
	Итого	17,39		7971	13,2

Основные тепловые процессы в жилищах подобного типа, такие как отопление, снабжение горячей водой – обеспечиваются при помощи централизованного газоснабжения в установленных местных газовых водонагревательных установках.

Установленная мощность приборов меняется незначительно: от 13,9 кВт для 100 кв. м до 17 кВт для 300 кв. м., в тоже время как объемы потребления электроэнергии изменяются в значительно больших пределах в зависимости от того, как осуществляется проживание – для сезонного проживания – от 2700 до 3900 кВт×ч; а для при постоянного проживания – от 3500 до 7200 кВт×ч.

Главным фактором, влияющим на объем электропотребления, является число часов использования установленной мощности.

Тип проживания (сезонное или постоянное) на максимальную потребляемую мощность не оказывает влияния.

3.2 Определение общей максимальной потребляемой мощности нагрузки.

Определим потребителей, присоединенных к модернизируемой электроподстанции, и дадим им краткую техническую характеристику. Для наглядности эти данные сведем в таблицу 10.

Расчет максимальной потребляемой мощности будем производить методом коэффициента спроса. Данный метод относится к основным методам расчета электрических нагрузок. Для их определения необходимо знать установленную мощность $P_{ном}$ группы электроприемников, коэффициент мощности $\cos \varphi$ и коэффициент спроса K_c данной группы, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку определяют по формулам

$$P_p = K_c \times P_{ном} \times K_{потр} \times \cos \varphi;$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует $\cos \varphi$ данной группы приемников;

$K_{потр}$ – количество потребителей того или иного уровня электрификации быта

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность одного потребителя;

P_p – расчетная активная мощность;

Q_p – расчетная реактивная мощность;

S_p – полная расчетная мощность.

Таблица 10 – Энергопотребление потребителей, получающих питание от электроподстанции ТП-39.

Уровень электрификации быта	$K_{потр}$	K_c	$P_{ном},$ кВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_p,$	$Q_p,$	$S_p,$
						кВт	кВар	кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Первый уровень	78	0,35	1,20	0,90	0,42	29,48	12,38	31,98
Второй уровень	94	0,35	2,80	0,90	0,42	82,91	34,82	89,92
Третий уровень	96	0,30	5,50	0,90	0,42	142,56	59,88	154,62
Четвертый уровень	103	0,25	8,00	0,90	0,40	185,40	74,16	199,68
Пятый уровень	41	0,20	9,20	0,90	0,34	67,90	23,08	71,71
Итого	402					515,25	212,32	556,92

Таким образом, общая максимальная потребляемая мощность нагрузки за наиболее загруженное время составляет 556,92 кВт×А, максимальный потребляемый расчетный ток 1392,3 А.

Вывод по разделу 3: по результатам расчета мощности нагрузки необходимо произвести выбор трансформаторов для питающей подстанции, произвести расчет коэффициента мощности и при необходимости произвести выбор устройств для компенсации реактивной мощности.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения, является вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителю нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятий. Ввод источника реактивной мощности приводит к снижению потерь энергии в период максимума нагрузки, поэтому решение проблемы компенсации реактивной мощности даёт большой экономический эффект.

Рабочий режим электроприемников определяется значениями потребляемой активной и реактивной мощности. Активная мощность генерируется только при ее производстве на электростанциях, а реактивная мощность вырабатывается не только их генераторами, но и конденсаторными установками, синхронными компенсаторами и синхронными двигателями.

Для экономического режима работы системы электроснабжения необходимо стремиться к уменьшению передаваемой реактивной мощности по электрическим сетям как естественными мерами, за счет улучшения режима работы электроприемников, упорядочения технологического процесса и др., так и за счет установки специальных компенсирующих устройств.

Для повышения коэффициента мощности в качестве компенсирующих устройств могут применяться косинусные конденсаторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, выпрямители с опережающим углом сдвига фаз тока относительно напряжения, различные современные статические управляемые компенсирующие устройства. Применение конденсаторных установок не только дает возможность повысить коэффициент мощности до требуемой величины и уменьшить потери электроэнергии в элементах сети электроснабжения, но является наряду с другими мероприятиями, средством регулирования напряжения в различных точках сети и повышения качества электроэнергии, при этом является экономически наиболее оправданным.

Определяем коэффициент мощности

$$\cos \varphi = P_p / S_p$$

где P_p - активная расчетная нагрузка потребителей, кВт

S_p - полная расчетная мощность предприятия, кВ×А

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\cos \varphi = \frac{515,25}{556,92} = 0,925$$

Вывод по разделу 4: по результатам расчета реактивной мощности коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,925$ соответствует нормативному, следовательно, компенсация реактивной мощности не требуется.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 кВ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор типа трансформатора

Трансформаторы относятся к основному оборудованию подстанции и правильный технически и экономически обоснованный выбор их типа, числа и мощности необходим для рационального электроснабжения потребителей электрической энергией.

Выбор трансформаторов заключается в определении их числа, типа и номинальной мощности. К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение короткого замыкания; ток холостого хода; потери холостого хода и короткого замыкания.

Тип и климатическое исполнение трансформаторов выбираются с учетом условий их установки, охлаждения, температуры и состояния окружающей среды. Для подстанций с первичным напряжением 6 КВ как правило, применяются трансформаторы сухие и сухие с литой изоляцией, заменяющие трансформаторы с негорючим исполнением, а также масляные трансформаторы.

Согласно ПУЭ для электроподстанций, располагаемых внутри помещений, рекомендуется применение сухих трансформаторов, для встроенных и пристроенных подстанций - применение масляных при условии выкатки на улицу. Допускается установка масляных трансформаторов на втором этаже, а также ниже уровня пола первого этажа на 1м в незатопляемых зонах при условии обеспечения возможности транспортирования трансформаторов наружу и удаления масла в аварийных случаях в соответствии с требованиями.

На первом этаже зданий разрешается установка до трех КТП с масляными трансформаторами общей мощностью до 6500 кВ×А. Максимально разрешенная мощность открыто установленных ТП с масляными трансформаторами допускается до 2×1600 кВ×А.

Основным типам применяемым типом являются двухобмоточные трансформаторы. При проектировании следует добиваться максимальной унификации и по возможности ограничивать типоразмеры применяемых трансформаторов, т.к. это создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в отношении складского резерва, взаимозаменяемости и ремонта трансформаторного оборудования.

5.2 Выбор мощности и количества трансформаторов

Выбор числа трансформаторов производится с учетом категории надежности питания электроснабжения, и оценки последствий, вытекающих из возможности нарушения электроснабжения, а также с учетом экономических факторов.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Подстанцию с одним трансформатором следует применять для питания электроприемников III категории, а для производства, в частности при двухсменной работе. При этом необходимо предусматривать резерв трансформаторов и связи на вторичном напряжении для резервирования питания наиболее ответственных нагрузок, в том числе нагрузок I категории, составляющих до 20% всех нагрузок.

Электроснабжение потребителей, получающих электроэнергию от рассматриваемой подстанции, относится к III категории.

Из всего выше сказанного следует вывод, что на ТП-39, от которой снабжаются потребители III категории, возможна установка трансформаторной подстанции с одним масляным трансформатором. Возможен также вариант применения двух менее мощных трансформаторов, суммарная мощность которых позволяет им работать без перегрузки.

Мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех запитываемых от них электроприемников.

Выбор мощности трансформатора производится на основании технико-экономических расчетов, исходя из полной расчетной нагрузки, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и других факторов. При выборе числа трансформаторов исходят из того, что сооружение однострансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Двухтрансформаторные подстанции более целесообразны экономически, и позволяют обеспечить требуемую надежность различным категориям потребителей

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных режимах работы не должна вызывать сокращение естественного срока его службы (25 лет). Мощность трансформаторов должна обеспечивать потребную мощность в режиме работы после отключения поврежденного трансформатора, в зависимости от требований предъявляемых потребителями данной категории.

Оптимальная мощность трансформатора соответствует минимальным приведенным затратам.

Намечаем два варианта мощности трансформатора.

Исходя из полной расчетной нагрузки с учетом реактивной мощности $S_p = 556,92$ кВт выбираем:

а) вариант 1 – два трансформатора мощностью 400 кВ×А каждый.

Технические данные трансформатора мощностью 400 кВ×А приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические данные трансформатора ТМ-400, мощностью 400 кВ×А

Тип	$S_{н.т.}$, кВт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %	K, руб.
ТМ 400-6/0,4	400	0,9	4,5	5,5	1,8	305099

б) вариант 2 – трансформатор мощностью 630 кВ×А.

Технические данные указанного трансформатора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические данные трансформатора ТМ-630, мощностью 630 кВ×А.

Тип	$S_{н.т.},$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta P_k,$ кВт	$U_k, \%$	$I_x, \%$	К, руб
ТМ 630-6/0,4	630	1,25	7,9	5,5	1,7	391999

в) определим наиболее целесообразный режим работы трансформаторов на основании технико-экономических данных, приведенных в таблицах 7 и 8. В расчетах принимаем $K_{и.п} = 0,05$ кВт/кВар (задан энергосистемой). Более экономичными является вариант 2 с применением одного трансформатора мощностью 630 кВ×А, при этом сумма капитальных затрат и эксплуатационных издержек по второму варианту меньше на 218 тыс. руб. Исходя из полученных расчетных данных, принимаем к установке один трансформатор типа ТМ 630-6/0,4.

Как уже ранее отмечалось, для упрощения наладки и монтажа на месте высоковольтное оборудование монтируется на заводе-изготовителе. Для выполнения данной рекомендации выбираем соответствующую комплектную трансформаторную подстанцию типа КТП–ТВр(К)–1×630.

Технические характеристики и параметры КТП типа КТП–ТВр (К)–1×630 контейнерного типа производства Курганского электромеханического завода приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные параметры КТП–ТВр (К)–1×630

Показатели	КТП–ТВр (К)–1×630
Номинальная мощность, кВ×А	630
Номинальное напряжение, на стороне высокого напряжения, кВ	6
Номинальное напряжение, на стороне низкого напряжения, кВ	0,4
Тип силового трансформатора	ТМ
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	51
Ток термической стойкости на стороне ВН, кА	20
Степень защиты по ГОСТ 14254-80	Ip 23
Количество отводящих линий	5

Вывод по разделу 5: по результатам произведенного сравнительного технико-экономического расчета по выбору количества и мощности трансформаторов, принимается решение об установке одного трансформатора типа ТМ-630-6/0,4 кВ×А и комплектной трансформаторной подстанции типа КТП-ТВр(К)-1×630 производства Курганского электромеханического завода.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Общие сведения и причины возникновения КЗ.

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с изолированной нейтралью также замыкание фаз на землю. Такой режим является самым тяжелым для элементов системы. И именно по нему производят выбор и проверку электрооборудования подстанции.

Главной причиной КЗ является нарушение изоляции токоведущих частей электрических устройств, находящихся под напряжением, что возможно вследствие естественного старения изоляции, своевременно не выявленного путем профилактических испытаний, а также разрушение или повреждение ее в процессе работы электрооборудования или обслуживания, например, механическое повреждение силовых кабелей во время проведения земляных работ и т.п.

Повреждение изоляции возможны и при перенапряжениях, например, при прямых ударах молнии в части воздушных линий или открытых распределительных устройств или ТП, при этом превышает пробойное испытательное напряжение изоляции электрооборудования, подвергшегося такому воздействию.

К КЗ также могут приводить ошибочные действия обслуживающего персонала при нарушении правил по технике безопасности и технической эксплуатации. Короткие замыкания возможны из-за перекрытия открытых токоведущих частей животными и птицами.

При возникновении КЗ напряжение снижается в фазах, а токи значительно увеличиваются, достигая максимально возможных значений. Как правило, КЗ приводит к разрушению токоведущих частей и электрических аппаратов, в которых оно возникло, из-за быстрого выделения значительного количества тепловой энергии.

В месте КЗ. возникает электрическая дуга, которая вместе с сопротивлением пути тока образует переходное сопротивление. Непосредственное КЗ. без переходного сопротивления в месте повреждения называется металлическим КЗ. Пренебрежение переходным сопротивлением значительно упрощает расчет и дает максимально возможное при одних и тех же исходных условиях значения тока КЗ. для выбора аппаратуры необходим именно этот расчет.

При расчете токов КЗ. примем следующие допущения:

- не учитываются емкости а следовательно, и емкостные токи в кабельной линии;
- трехфазная цепь считается симметричной, сопротивления фаз равными друг другу;
- отсутствует насыщение стали электрических машин;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитывается сдвиг по фазе э.д.с. различных источников питания, входящих в расчетную схему;

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- не учитывается влияние регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов на величину напряжения короткого замыкания ($U_{кз} \%$) этих трансформаторов;

- не учитываются переходные сопротивления в месте короткого замыкания.

Указанные допущения приводят к незначительному преувеличению токов короткого замыкания (погрешность не превышает 10%, что вполне допустимо). Расчетная схема подстанции приведена в графической части квалификационной работы. На расчетной схеме в однолинейном изображении указаны источники питания (в данном случае энергосистема) и элементы сети (линии электропередач, трансформаторы), связывающие источники питания с точками К.З.; а также параметры всех элементов, необходимых для расчета токов К.З. Схему замещения подстанции для расчета тока короткого замыкания составляют по расчетной схеме. Для этого все элементы схемы заменяются соответствующими сопротивлениями В целях упрощения расчета для каждой электрической ступени в расчетной схеме вместо ее действительного напряжения на шинах указано низкое напряжение $U_{нн}$, кВ.

Расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора аппаратов и проводников, определения их электродинамической стойкости, а также определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования релейной защиты электроустановок 0,4 – 220 кВ производятся приближенным, так называемым практическим методом, многолетний опыт применения которого доказан его технико-экономическую целесообразность.

6.2 Определение порядка выполнения расчетов

Для определения параметров и последующего выбора силового электрооборудования, аппаратов, кабелей и шин необходимо рассчитать токи КЗ. При этом достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения. При расчете определяют периодическую составляющую тока КЗ для самого тяжелого режима работы электросети. При расчете допускается приближенный учет апериодической составляющей, определяя максимальное значение ее в рассматриваемой фазе. Также для решения большей части практических задач расчет проводится с рядом допускаемых упрощений.

При трехфазном КЗ расчет выполняется в следующем порядке:

- составление расчетной схемы для анализируемой установки;
- составление по расчетной схеме электрической схемы замещения;
- преобразование схемы замещения к более простому виду таким образом, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением ($Z_{рез}$);
- определение на основе схемы замещения начального значения периодической составляющей тока КЗ (I_k'') и ударного тока (i_y). При необходимости

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

рассчитывают периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени.

6.3 Расчетные условия короткого замыкания и схемы замещения для расчета трехфазных токов КЗ.

Перед расчетом токов короткого замыкания обязательно проводится анализ схемы рассчитываемой электрической сети и определение наиболее тяжелых, но в тоже время достаточно вероятных условий, в которых может оказываться тот или иной ее элемент при ее работе, что и отражается в расчетной схеме, коотрая представляет собой однолинейную схему данной сети со всеми электрическими устройствами, аппаратами и соединяющих их проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ, а также релейной защитой, для которой рассчитываются все уставки срабатывания.

В расчетную схему включаются все элементы, такие как генераторы, синхронные и асинхронные двигатели напряжением выше 1 кВ, а также трансформаторы, реакторы, токопроводы, воздушные и кабельные линии, связывающие источники питания.

На схему наносятся все исходные технические данные, необходимые для расчета, такие как номинальное напряжение, номинальная мощность, сопротивления и длины линий, указываются точки, для которых находятся величины токов КЗ.

Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные (трансформаторные) связи представлены электрическими сопротивлениями.

При расчетах токов короткого замыкания пассивных элементов, по которым проходит ток короткого замыкания, вводится в схему замещения индуктивным, а при необходимости, активным сопротивлением.

На схеме замещения сопротивления нумеруются в виде дроби, числителем которой является порядковый номер сопротивления, а в знаменателе ставится величина сопротивления. С принципиальной стороны безразлично, в чем будут выражены сопротивления, в процентах, относительных единицах или Ом. Практически расчет токов короткого замыкания при сопротивлениях, выраженных в Ом, имеют ряд серьезных преимуществ. Прежде всего, расчет приобретает более конкретный характер и вычисления значительно упрощаются

При расчётах токов трёхфазных коротких замыканий, генерирующие источники (энергосистема, генераторы, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток короткого замыкания, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями. Параметры элементов схем замещения определяются в именованных ими относительных единицах при базисных условиях. В целях упрощения расчётов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние номинальные напряжения по шкале:

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$U_{\text{ср. ном}}$, кВ – 230; 157; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23; 0,127.

В зависимости от мощности источника питания предприятия при расчёте токов короткого замыкания выделяют два характерных случая:

1) короткое замыкание в цепях, питающихся от системы бесконечной мощности;

2) короткое замыкание вблизи генератора ограниченной мощности.

Системой бесконечной мощности условно считают источник, напряжение на линиях которого остаётся практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи. Отличительной особенностью такого источника является малое сопротивление (собственное) по сравнению с сопротивлением цепи короткого замыкания. Расчёт токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ имеет особенность по сравнению с расчётом токов короткого замыкания в установках напряжением до 1 кВ. эта особенность заключается в следующем: активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении тока короткого замыкания не учитывают, если выполняется условие:

$$r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3,$$

где r_{Σ} и x_{Σ} – суммарные активные и индуктивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки короткого замыкания.

Расчитываем токов КЗ, исходя из условий, что они происходят в цепи, питающейся от источника бесконечной (неограниченной) мощности. Электрической системой бесконечной мощности считают такую систему, напряжение на шинах которой остается практически неизменным при любых изменениях тока в присоединенной к ней маломощной цепи, в т.ч. и при КЗ. В реальности при возникновении КЗ ток в фазах системы электроснабжения или электроустановок увеличивается по сравнению с их значением в нормальном режиме работы, что в свою очередь вызывает снижение напряжения в системе, особенно большое вблизи места короткого замыкания. В трёхфазной сети короткие замыкания могут быть трёхфазными, двухфазными, однофазными и двойными замыканиями на землю. При этом только трёхфазные КЗ являются симметричными, т. к. все фазы в этом случае находятся в одинаковых условиях, тогда как все остальные виды - несимметричные.

Основной расчётный видом КЗ для дальнейшего выбора или проверки параметров оборудования считают трёхфазное КЗ. Из-за значительной сложности расчётов (с условием учета всех действительных характеристик и режимов работы) вводят некоторые допущения, не вносящие существенных погрешностей, которыми и будем пользоваться при проведении расчетов в настоящей квалификационной работе.

Учитывая относительную простоту системы, не принимаем в расчет сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания расчетной схемы, трёхфазную сеть считаем полностью симметричной, не учитываем емкостные токи в воздушной и кабельных сетях, насыщение магнитных систем, т.е. считаем постоянными и не

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.039.000 ПЗ

зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов и не учитываем токи намагничивания трансформаторов.

За время короткого замыкания с момента его возникновения до момента отключения повреждённого участка в короткозамкнутой цепи протекает переходный процесс. В общем случае, в каждой из фаз наряду с периодической (колебательной) составляющей тока имеет место слагающая постоянного знака или аperiodическая составляющая. Периодическая составляющая тока короткого замыкания одинакова для всех трёх фаз (при трёхфазном коротком замыкании).

При расчёте токов короткого замыкания определяются следующие величины:

$I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$i_{ао}$ – наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, необходимый для проверки электрических аппаратов на электродинамическую устойчивость;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания: определяется для проверки выключателей по отключаемой ими мощности.

Расчет производим принимая что мощность энергосистемы - $S \rightarrow \infty$, следовательно сопротивление энергосистемы - $r_{1min} = 0$ Ом; $X_{1min} = 0$ Ом и периодическая составляющая тока КЗ также неизменна.

Данные трансформатора ТРМ 630 6/0,4 представлены в таблице 8 предыдущего раздела.

Так как в каждой установке обычно имеется несколько напряжений – генераторное (6 – 10; 13,8; 15; 75; 18 и 20 кВ) повышенное (35; 110 кВ и т.п.), а также напряжение установки собственных нужд (3 или 6 кВ), то все сопротивления к какому–то единому сопротивлению, называемому базисным.

Кроме того, отдельные точки имеют разные напряжения за счет падения напряжения на различных участках, поэтому в расчетах токов короткого замыкания пользуются во всех случаях, в том числе и при выборе базисного напряжения, так называемыми средними номинальными напряжениями 6 кВ, а именно 3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 220; 347; 525.

За базисное напряжение может быть принято любое напряжение. Обычно берут одно из напряжений данной установки.

Исходя из всего вышеизложенного составим схему замещения, и произведем расчет сопротивлений на базисное напряжение, принимаемое $U_6 = 6,3$ кВ, используя следующие формулы пересчета:

А) Активное сопротивление обмоток трансформатора $R_1 = 3,1$ Ом;

$$X_{т6} = U_{к\%} \times U_6^2 / 100 \times S_{HT}$$

$$X_{т6} = x_{36} = x_{т6} = U_{к\%} \times U_6^2 / 100 \times S_{HT}$$

$$X_{т6} = 5,5 \times 6,3^2 / 100 \times 40 = 87,318 \text{ Ом}$$

Б) Активное сопротивление линии до подстанции $R_1 = 1,26 \text{ Ом}$; индуктивное сопротивление $X_1 = 2,4 \text{ Ом}$ задается энергосистемой

В) При расчете принимаем допущение, если выполняется условие $r_\Sigma < \frac{X_\Sigma}{3}$ не выполняется, то r_Σ учитывается.

6.3.1 Короткое замыкание в точке K_1

Определяем значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{пк1}$, А,

$$I_{пк1} = I_{кк1} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \times Z_\Sigma}$$

где Z_Σ - сопротивление до точки K_1 , Ом,

$$Z_\Sigma = \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$$

$$Z_\Sigma = 2,711 \text{ Ом},$$

$$I_{пк1} = I_{кк1} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 2,711} = 1277,8 \text{ А}.$$

Ударный ток, $i_{удк1}$, А,

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \times k_{удк1} \times I_{пк1}$$

где $k_{удк1}$ – ударный коэффициент,

$$k_{удк1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{аК1}}}$$

где $T_{аК1}$ – постоянная времени, с,

$$T_{аК1} = \frac{X_{\Sigma КК}}{r_{\Sigma КК} \times \omega}$$

где ω - угловая частота, рад/с,

$$\omega = 2 \times \pi \times f$$

где f – частота сети, Гц, равна 50;

$$\omega = 2 \times \pi \times 50$$

$$\omega = 314 \text{ рад/с},$$

$$T_{аК1} = \frac{2,4}{1,26 \times 314} = 0,01 \text{ с}$$

$$k_{удк1} = 1 + 2,7^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,192$$

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 1,192 \times 1277,8 = 2154,03 \text{ A}$$

Апериодическая составляющая, i_a , А,

$$i_{ак1t0} = i_{аоК1} = \sqrt{2} \times I_{пК1}$$

$$i_{аК1t=0} = \sqrt{2} \times 1277,8 = 1807,07 \text{ A}$$

$$i_{аК1t=0,01} = i_{аК1t=0} \times e^{\frac{-0,01}{T_{аК1}}}$$

$$i_{аК1t=0,01} = 1807,07 \times 2,7^{\frac{-0,01}{0,01}} = 664,79 \text{ A}$$

Полный ток короткого замыкания в момент времени $t=0,01\text{c}$, $I_{К1t=0,01}$, А,

$$I_{К1t=0,01} = \sqrt{I_{пК1}^2 + i_{аК1t=0,01}^2}$$

$$I_{К1t=0,01} = \sqrt{1277,8^2 + 664,79^2} = 1440,38 \text{ A}$$

6.3.2 Короткое замыкание в точке K_2

Сопротивление до точки K_2 :

Активное сопротивление до точки K_2 , $r_{\Sigma 2}$, Ом,

$$r_{\Sigma 2} = r_1$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,26 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление до точки K_2 , $X_{рл}$, от линии ВН от ЛЭП до разъединителя на вводе Ом,

$$X_{рл} = X \times l \times (U_6^2 / U_{нл}^2)$$

$$X_{рл} = 0,017 \times 1,32 \times (6,3^2 / 6^2) = 0,0247 \text{ Ом}$$

где l – длина линии, км;

линии от разъединителя на вводе до трансформатора

$$X_{рл1} = X_{л1} \times (U_6^2 / U_{нл}^2)$$

$$X_{рл1} = 0,005 \times 1,32 \times (6,3^2 / 6^2) = 0,007 \text{ Ом}$$

$$X_{л} = X \times l,$$

X – индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

$$X_{\Sigma 2} = X_{рл} + X_{рл1}$$

$$X_{\Sigma 2} = 2,4 + 0,0247 + 0,007 = 2,4317 \text{ Ом}$$

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Так как условие $r_{\Sigma} < \frac{X_{\Sigma}}{3}$ не выполняется, то $r_{\Sigma_{KK}}$ учитывается

$$Z_{\Sigma_{KK}} = X_{\Sigma_{KK}} + r_{\Sigma_{KK}}$$

$$Z_{\Sigma_{KK}} = 2,4217 + 1,26 = 3,6617$$

Значение периодической составляющей тока КЗ, $I_{пК2}$, А,

$$I_{пК2} = I_{кК2} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma}}$$

$$I_{пК2} = I_{кК2} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 3,6617} = 946,48 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке К2, $i_{уд,к2}$, А,

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \times k_{удК2} \times I_{пК2}$$

где $k_{удК2}$ – ударный коэффициент,

$$k_{удК2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{аК2}}}$$

где $T_{а,К2}$ – постоянная времени, с,

$$T_{аК2} = \frac{X_{\Sigma_{KK1}}}{r_{\Sigma_{KK}} \times \omega}$$

$$T_{аК2} = \frac{3,6617}{1,26 \times 314} = 0,009 \text{ с}$$

$$k_{удК2} = 1 + 2,7^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,71$$

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot 1,71 \times 946,48 = 1567,4 \text{ А}$$

Апериодическая составляющая, i_a , А,

$$i_{аК2t0} = i_{аоК2} = \sqrt{2} \times I_{пК2}$$

$$i_{аК2t=0} = \sqrt{2} \times 946,46 = 1338,5 \text{ А}$$

$$i_{аК2t=0,01} = i_{аК2t=0} \times e^{\frac{-0,01}{T_{аК2}}}$$

$$i_{аК2t=0,01} = 1338,5 \times 2,7^{\frac{-0,01}{0,009}} = 492,4 \text{ А}$$

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Полный ток короткого замыкания в момент времени $t=0,01$ с, $I_{K2t=0,01}$, А,

$$I_{K2t=0,01} = \sqrt{I_{пк2}^2 + i_{аK2t=0,01}^2}$$
$$I_{K2t=0,01} = \sqrt{946,48^2 + 492,4^2} = 1066,9 \text{ А}$$

6.3.3 Короткое замыкание в точке К₃

Сопротивление до точки К₃:

Активное сопротивление до точки К₃, $r_{\Sigma 3}$, Ом,

$$R_3 = R_1 + R_{тр}$$
$$R_3 = 1,26 + 3,1 = 4,36 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление до точки К₃, $X_{\Sigma 3}$, Ом,

$$X_{\Sigma K3} = X_{рл} + X_{рл1} + X_{тб}$$
$$X_{\Sigma K2} = 2,4 + 0,0247 + 0,007 + 87,318 = 89,75 \text{ Ом}$$

Так как условие $r_{\Sigma} < \frac{X_{\Sigma}}{3}$ выполняется, то $r_{\Sigma K2}$ не учитывается

$$Z_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K3} = 89,75 \text{ Ом}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{пK3(6)}$, А,

$$I_{пK3} = I_{кK3} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma K3}}$$
$$I_{пK3} = I_{кK3} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 89,75} = 38,6 \text{ А.}$$

Для вычисления действительного значения тока КЗ на данной ступени, полученный ток необходимо привести к напряжению 0,4 кВ.

$$I_{пK3(0,4)} = I_{кK3(0,4)} = I_{кK3(6)} \times \frac{6000}{400}$$
$$I_{пK3(0,4)} = I_{кK3(0,4)} = 38,6 \times \frac{6000}{400} = 579 \text{ А}$$

Ударный ток в точке К₃, $i_{удK3}$, А,

$$i_{удK3} = \sqrt{2} \times k_{удK3} \times I_{пK3(0,4)}$$

$$k_{удКЗ} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{аКЗ}}}$$

где $T_{а,КЗ}$ – постоянная времени, с,

$$T_{аКЗ} = \frac{X_{\Sigma КК}}{r_{\Sigma КК1} \times \omega}$$

$$T_{аКЗ} = \frac{89,75}{1,26 \times 314} = 0,226 \text{ с}$$

$$k_{удКЗ} = 1 + 2,7^{\frac{-0,01}{0,226}} = 1,68$$

$$i_{удКЗ} = \sqrt{2} \cdot \times 1,68 \times 579 = 1375,6 \text{ А}$$

Апериодическая составляющая, i_a , А,

$$i_{аКЗt0} = i_{аоКЗ} = \sqrt{2} \times I_{пКЗ}$$

$$i_{аКЗt=0} = \sqrt{2} \times 579 = 818,83 \text{ А}$$

$$i_{аКЗt=0,01} = i_{аКЗt=0} \times e^{\frac{-0,01}{T_{аКЗ}}}$$

$$i_{аКЗt=0,01} = 818,83 \times 2,7^{\frac{-0,01}{0,226}} = 556,8 \text{ А}$$

Полный ток короткого замыкания в момент времени $t=0,01$ с, $I_{КЗt=0,01}$, А,

$$I_{КЗt=0,01} = \sqrt{I_{пКЗ}^2 + i_{аКЗt=0,01}^2}$$

$$I_{КЗt=0,01} = \sqrt{579^2 + 556,8^2} = 803,29 \text{ А}$$

6.4 Расчет теплового импульса тока короткого замыкания

Полный импульс тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$B_k = I_{пК}^2 \times (t_{отк} + T_a)$$

где $t_{отк}$ – расчетное время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Тепловой импульс короткого замыкания в точке K_1 , $B_{кК1}$, $кА^2 \times с$

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$W_{кК1} = 1277,8^2 \times (0,05 + 0,04) = 1,46948 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

Тепловой импульс короткого замыкания в точке К₂, $W_{кК2}$, $\text{кА}^2 \times \text{с}$

$$W_{кК2} = 946,48^2 \times (0,05 + 0,04) = 0,80623 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

Тепловой импульс короткого замыкания в точке К₃, $W_{кК3}$, $\text{кА}^2 \times \text{с}$

$$W_{кК3} = 579^2 \times (0,05 + 0,04) = 0,30171 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

6.5 Мощность КЗ.

При сопоставлении результатов расчета в разных точках схемы, имеющих различные номинальные напряжения, простое сравнение токов КЗ в рассмотренных точках дает неполное представление о влиянии сопротивлений на величину тока КЗ. Поэтому применяется еще одно условное понятие, такое, как мощность короткого замыкания, находящаяся по формуле

$$S = \sqrt{3} \times U_{\text{нф}} \times I''_{\text{к}}$$

Сравнение мощностей короткого замыкания в различных точках схемы дает наглядное представление о влиянии сопротивлений на результаты расчета токов короткого замыкания. Определим мощность КЗ для всех расчетных точек.

Для точки К₁:

$$S_{\text{к}} (K_1) = \sqrt{3} \times 6 \times 1440,38 = 14,968 \text{ мВ} \times \text{А.}$$

Аналогичным образом определим ток и мощность КЗ для точки К₂:

$$S_{\text{к}} (K_2) = \sqrt{3} \times 6 \times 1066,9 = 11,087 \text{ мВ} \times \text{А.}$$

Для точки К₃:

$$S_{\text{к}} (K_3) = \sqrt{3} \times 6 \times 803,29 = 8,348 \text{ мВ} \times \text{А.}$$

Сравнивая результаты расчета токов короткого замыкания в точках К₁, К₂ и К₃, можно увидеть, что во второй и третьей точках мощности короткого замыкания снизилась за счет дополнительного сопротивления.

Обобщенные результаты расчетов токов короткого замыкания представлены в таблице 14.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица 14 - Результаты расчетов токов КЗ

Величина	Единица измерения	Значение
1	2	3
Результаты расчетов в точке К1		
Значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{пК1}$	А	1277,8
Ударный ток, $i_{удК1}$	А	2154,03
Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $i_{аК1t=0,01}$	А	664,79
Полный ток КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $I_{К1t=0,01}$	А	1440,38
Тепловой импульс КЗ, $V_{кК1}$	$кА^2 \times с$	1,46948
Мощность КЗ	$мВ \times А$	14,968
Результаты расчетов в точке К2		
Значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{пК2}$	А	946,48
Ударный ток, $i_{удК2}$	А	1567,4
Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $i_{аК2t=0,01}$	А	492,4
Полный ток КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $I_{К2t=0,01}$	А	1066,9
Тепловой импульс КЗ, $V_{кК2}$	$кА^2 \times с$	0,80623
Мощность КЗ	$мВ \times А$	11,087
Результаты расчетов в точке К3		
Значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{пК3}$	А	579
Ударный ток, $i_{удК3}$	А	1375,6
Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $i_{аК3t=0,01}$	А	556,8
Полный ток КЗ в момент времени $t=0,01$ с, $I_{К3t=0,01}$	А	803,29
Тепловой импульс КЗ, $V_{кК3}$	$кА^2 \times с$	0,30171
Мощность КЗ	$мВ \times А$	8,348

Вывод по разделу 6: для оценки надежности и последующего выбора оборудования рассматриваемой трансформаторной подстанции составлены схемы замещения, по ним выполнены расчеты токов короткого замыкания, определены значения периодической составляющей тока короткого замыкания, апериодическая составляющая тока КЗ, ударный ток, тепловой импульс, а также мощность КЗ для трех точек, согласно схемы замещения.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

7. ВЫБОР СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ 6 кВ ОТ ЛЭП ДО ВВОДА ТП

7.1 Выбор способа прокладки

Произведем выбор токоведущих частей. Подстанция получает питание по воздушной линии электропередач 6 кВ. При выборе сечения проводов необходимо учитывать ряд технических и экономических факторов:

- нагрев от длительного выделения тепла рабочим током;
- нагрев от кратковременного выделения тепла током К.З.;
- падение напряжения в проводах воздушной линии от проходящего тока в нормальном и аварийном режимах;
- механическая прочность — устойчивость к механической нагрузке (собственный вес, гололед, ветер);
- коронирование — фактор, зависящий от величины применяемого напряжения, сечения провода и свойств окружающей среды.

Правильно выбранная система линии передачи электроэнергии должна определять такое конструктивное выполнение линии или сети, при котором будут иметь место:

- а) наименьшие капитальные затраты;
- б) наименьшие годовые эксплуатационные расходы;
- в) надежность и удобство эксплуатации.

Наименьшие капитальные затраты получаются при минимальном протяжении трассы для прокладки кабелей.

Поэтому выбираем воздушный способ прокладки кабелей.

Это наиболее простой и наименее трудоемкий способ прокладки кабелей. Для присоединения потребителей собственных нужд объекта к соответствующим щитам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях зданий или открытого распределительного устройства. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях цеха, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытие выполнены из невоспламеняющихся материалов, например из самозатухающего полиэтилена или поливинилхлоридного (ПВХ) пластика.

7.2 Выбор питающих кабелей от ЛЭП – 6 кВ до разъединителя на ТП – 6 кВ

Расчет проводов для линий электропередач 6 кВ проведем по экономической плотности тока $j_э$ и экономическому сечению $g_э$. При расчете по экономической плотности тока сечение проводов выбирается по выражению:

$$g_э = I_{\text{норм}} / j_э$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима, А;

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{тр.в}} + I_{\text{н.тр.р}}$$

где $I_{\text{тр.в}}$ – ток трансформатора по высокой стороне, А;

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$I_{н.тр.р} = 48,6 \text{ А}$ (по стороне 6 кВ), тогда

$$I_{норм} = 60,64 + 48,6 = 109,24 \text{ А},$$

Следовательно

$$g_3 = 109,24 / 1,4 = 78,03 \text{ мм}^2.$$

где j_3 – экономическая плотность тока, $j_3 = 1,4 \text{ А/мм}^2$

Принимаем (3×50), $I_{доп}$ на один кабель:

$$I_{доп} = 150 \text{ А}$$

Используя поправочный коэффициент на температуру воздуха $K_2 = 0,85$, проводим проверку по допустимому току

$$I_{доп} = K_2 \times I_{доп.ном}$$

$$I_{доп} = 0,85 \times 150 = 127,5 \text{ А} > 109,24 \text{ А}$$

Таким образом, кабели выбранного сечения проходят проверку по допустимому току.

Исходя из расчетных данных, производим выбор силового кабеля.

Выбираем кабель ААШв – силовой с алюминиевыми жилами, с пропиткой изоляции маслоканифольным составом, со стальной оболочкой, защитным покровом типа Шв, и предназначенный для передачи и распределения электроэнергии в электроустановках напряжением 6 кВ промышленной частоты 50 Гц.

7.3 Проверка примененных кабелей по стороне 6 кВ по условиям нагрева длительным расчетным током

Проверку по условиям нагрева проводим, используя следующую формулу:

$$I_{дл.доп} \geq I_p / K_1 \times K_2,$$

Где: I_p – расчетный ток нагрузки, А;

K_1 – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

K_2 – поправочный коэффициент на число рядом проложенных кабелей.

Минимальное сечение жил кабеля от ЛЭП – 6 кВ до разъединителя – 6 кВ подстанции, обеспечивающее требование его термической стойкости при КЗ определяется таким образом:

$$g_{min} = \sqrt{B_k} / C,$$

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока КЗ, А;

а C – функция тока, времени действия короткого замыкания и сечения кабеля, которая определяется из таблицы эмпирических данных для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией с пропиткой.

Принимаем при напряжении сети $U = 6 \text{ кВ}$, $C = 75$.

$$B_k = I'_{к1}{}^2 \times t_T$$

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.039.000 ПЗ

где $I'_{к1}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке K_1 , А;

t_T – время действия токов короткого замыкания, определяется след. образом:

$$t_T = t_3 + t_B,$$

где t_3 – время действия реле защиты, $t_3 = 0,15$ с;

t_B – время отключения выключателя; $t_B = 0,85$ с.

Тогда $t_T = 1$ с.

$$B_k = 1277,8^2 \times 1 = 163,277 \text{ кА}^2\text{с},$$

тогда

$$g_{\min} = \sqrt{70,253 \times 10^6} / 75 = 42,04 \text{ мм}^2.$$

Таким образом получаем:

$$g_{\min} = 42,04 \text{ мм}^2 / 50 \text{ мм}^2.$$

Исходя из произведенных расчетов, выбираем один трёхжильный кабель сечением 50 мм².

Вывод по разделу 7: по результатам расчетов выбираем основной силовой кабель типа ААШв с алюминиевыми жилами сечением 50 мм².

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

8. ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Силовые и осветительные электропроводки для подключения приборов собственных нужд напряжением до 1000 В переменного тока выполняются изолированными проводами различных сечений, но не менее 2,5 мм², а также небронированными кабелями сечений до 16 мм² с резиновой или пластиковой изоляцией.

Внутренние электропроводки могут быть выполнены в двух исполнениях:

– открытыми – проложенными непосредственно по поверхностям потолков, стен, по формам и другим строительным элементам зданий и сооружений или с использованием полос, изоляторов, труб, коробов, лотков, тросов и т.д.,

– скрытыми – проложенными в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях, включая перекрытия в подготовке полов и внутри других конструктивных элементов зданий и сооружений с использованием труб, замкнутых каналов и пустот строительных конструкций, в заштукатуриваемых бороздах, под штукатуркой.

Вид электропроводки, способ ее выполнения, марки проводов и кабелей обуславливаются характером окружающей среды.

Согласно всего выше изложенного, выбираем для электропроводки провод марки ВВНГ. Провод с медной жилой, с двойной ПВХ изоляцией. Используется для монтажа вторичных цепей, прокладки в трубах, пустотных каналах несгораемых конструкций, а также монтажа силовых и осветительных сетей.

Провода силовые изолированные, изготавливаемые с пластмассовой, резиновой и другими видами изоляции, предназначены для распределения электрической энергии в силовых и осветительных сетях при стационарной и нестационарной прокладке на открытом воздухе и внутри помещений. Эти провода используются также для питания электродвигателей, различной промышленной и лабораторной переносной аппаратуры и приборов.

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Сечение проводов и кабелей до 1000 В по условию нагрева выбирается в зависимости от длительно допустимой токовой нагрузки.

Вывод по разделу 8: для выполнения электрических силовых и осветительных цепей трансформаторной подстанции напряжением до 1000 В выбираем провод марки ВВНГ в зависимости от длительной допустимой нагрузки.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

9. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА СТРОНЕ ВН 6 кВ

9.1 Общие сведения.

Выключатели – это электрические аппараты, предназначенные для коммутации электрических цепей во всех режимах, возможных в эксплуатации: включение и отключение номинальных токов, токов короткого замыкания, токов холостого хода силовых трансформаторов. Наиболее тяжелым режимом работы выключателя является отключение и включение токов короткого замыкания.

Выбор выключателей по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения выключателя в нормальных условиях эксплуатации. Выбор по номинальному току сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим по отношению к расчетному току установки. Выбор выключателей по типу сводится к выбору элегазового, маломасляного, воздушного, вакуумного или других типов выключателей в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно использовать данный тип выключателя.

Разъединители – это электрические аппараты предназначенные для включения и отключения электрической цепи либо при токах, значительно меньших номинальных, либо в случаях, когда отключается номинальный ток, на напряжение на контактах аппарата недостаточно для образования дуги. Для обеспечения безопасности между контактами в отключенном положении имеется изоляционный промежуток.

Основное назначение разъединителя состоит в том, что бы создать видимый разрыв между токопроводящими частями, оставшимися под напряжением, и аппаратом, с которым проводят ремонтные работы или техобслуживание.

Разъединителями не предназначены для отключения токов нагрузки, т.к. их контактная система не имеет дугогасительных устройств, и в случае отключения под нагрузкой возникает электрическая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ, и несчастным случаям с персоналом. Перед выключением разъединителя электрическая цепь предварительно размыкается выключателем.

Трехполосными разъединителями разрешается отключение в установках небольшой мощности ненагруженных трансформаторов, включенных на отключенный нагрузочный ток линии до 15 А при напряжении ВН 10 кВ и 6 кВ.

Разъединители выбираются так же, как и выключатели, отличие заключается в том, что разъединители не проверяются на отключающую способность при коротком замыкании.

Трансформатор тока (в дальнейшем – ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле (5 А), а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. ТТ выбираются по вторичной нагрузке, по току, по напряжению установки, по конструкции и классу точности и проверяются по электродинамической и термической стойкости.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Трансформатор напряжения (далее – ТН) предназначен для понижения высокого напряжения до стандартной величины и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТН напряжения выбираются по напряжению установки, по конструкции, по классу точности, по вторичной нагрузке.

9.2 Выбор разъединителей.

В целях безопасности выбираем разъединитель в трехполосном исполнении, так как при однополосном исполнении разъединителя, возможно возникновение феррорезонанса, которое может привести к случайному возникновению емкостного или индуктивного контура, что может привести к КЗ со всеми вытекающими неприятными последствиями.

Трёхполосные разъединители выполняются из отдельных рамок, и каждый из полюсов объединяются общим валом, связанным с ручным рычажным приводом разъединителя. На токи до 1000 А нож разъединителя изготавливается из двух медных полос. Разъединитель рубящего типа, при этом нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов, а движение ножу передается от вала через фарфоровые тяги, необходимое давление в контактах создается пружинами.

Выбор разъединителя проводим в следующем порядке:

- 1) по напряжению установки, должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- 2) по номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном},$$

- 3) по роду и конструкции на место стационарной установки;

- 4) по электродинамической стойкости, при выполнении следующих условий:

$$i_{умax} \leq i_{пр с};$$

$$I'_к \leq I_{пр.с},$$

где $i_{пр с}$, $I_{пр с}$ – предельный сквозной ток КЗ, учитывающий амплитуду и его действующее значение.

- 5) по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер},$$

где B_k – расчетный импульс предельного тока,

$I_{тер}^2$ – предельный квадратичный ток термической стойкости,

$t_{тер}$ – временной промежуток, за который по контактам протекает предельный ток термической нагрузки.

Выбирается разъединитель типа РЛНД – 10/400 УЗ. Его технические характеристики представлены в таблице 15.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 15 - Технические характеристики разъединителя РЛНД – 10/400 УЗ

Параметр	Ед.изм.	Значение
Номинальное напряжение	кВ	6-10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток	А	400
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости)	кА	25
Длина пути утечки внешней изоляции, не менее	см	30
Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветра и гололеда, не менее	Н	200
Электрическое сопротивление главного контура	Ом	175×10^{-6}
Ток термической стойкости для ножей заземления в течение 3 с	кА	10
Наибольшее усилие, прилагаемое к приводу при длине рукоятки оперирования вместе с удлинителем не более 10 м	Н	245
Масса, не более	кг	38

Проверка выбранного разъединителя

1) по напряжению установки

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6..10 \text{ кВ},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6...10 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется, разъединитель удовлетворяет требованиям.

2) по номинальному длительному току

$$I_{норм} = 42,5 \text{ А} \leq I_{ном} = 400 \text{ А},$$

$$42,5 \text{ А} < 400 \text{ А}.$$

Условие выполняется, разъединитель удовлетворяет требованиям

3) Проверка по электродинамической стойкости

$$i_{y \text{ max}} = 2154,03 \text{ А},$$

$$i_{пр.с} = 25 \text{ кА},$$

$$i_y \leq i_{пр.с},$$

$$2,154 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$I'_к = 1277,8 \text{ А}$$

$$I_{пр.с} = 10 \text{ кА},$$

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.039.000 ПЗ					

$$I'_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.с}},$$

$$1,277 < 10 \text{ кА.}$$

Условие также выполняется, выбранный разъединитель удовлетворяет требованиям

4) Проверка по термической стойкости

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} = 10^2 \times 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$$

Где $I_{\text{тер}} = 10 \text{ кА}$, $t_{\text{тер}} = 3 \text{ сек.}$, согласно табл. 15

$W_{\text{к}} = 163,277 \text{ кА}^2\text{с}$, согласно раздела 6.

$$163,277 \text{ кА}^2\text{с} < 300 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Условие термической стойкости выполняется.

Из приведенных расчетов следует, что выбранный разъединитель РЛНД-10/400 УЗ полностью удовлетворяет условиям.

9.3 Выбор выключателей на стороне ВН 6 кВ.

Выбираем маломасляный выключатель ВПМ-10-20/630 УЗ, в качестве привода может быть установлен электромагнитный постоянного тока типа ПЭ-11 или пружинный типа ПП-67. Выключатель ВПМ-10-20/630 УЗ предназначен для работы в следующих условиях: высота над уровнем моря - до 1000 м; температура окружающего воздуха - от минус 25 до +40 С.

Относительная влажность окружающего воздуха не должна превышать 80% при температуре +20°С. Окружающая среда взрыво- и пожаробезопасная, содержание пыли и газов не должно превышать норм для атмосферы типа II по ГОСТ 15150. Выключатели должны встраиваться в металлические или бетонные негерметичные оболочки (камеры) комплектных распределительных устройств. Срок службы выключателя 25 лет.

Принцип работы выключателя основан на гашении дуги, возникающей при размыкании контактов, потоком газомасляной смеси, образующейся в результате интенсивного разложения трансформаторного масла под действием высокой температуры горения дуги. Этот поток получает определенное направление в специальном дугогасительном устройстве, размещённом в зоне горения дуги.

Включение выключателя происходит за счёт энергии привода, а отключение – за счёт энергии отключающих пружин выключателя.

Основные технические характеристики выключателя ВПМ-10-20/630 УЗ представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики выключателя ВМП–10–630–20 УЗ

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток включения, кА	52
Собственное время отключения, мс	120
Полное время отключения, мс	140
Собственное время включения, мс	300
Масса, кг	125

Произведем проверку выбранного выключателя ВМП–10–630–20 УЗ по следующим важнейшим критериям:

- 1) по напряжению уставки, при этом должно выполняться условие

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- 2) по длительному току, с соблюдением условия

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

- 3) по отключающей способности, должны выполняться условия

$$I'_к \leq I_{дин}$$

$$i'_у \leq i_{дин}$$

- 1) проверка по напряжению:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ}, U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$$

Выбранный выключатель проходит по напряжению уставки.

- 2) по длительному току:

Для оценки выбранных параметров вычислим максимальный ток по формуле:

$$I_{раб.мах} = S_p / \sqrt{3} \times \eta \cos\phi \times U_n,$$

где S_p – мощность, кВт;

$\eta = 0,99$ $\cos\phi = 0,9$ – задаются параметрами сети

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.039.000 ПЗ					

$$I_{\text{раб.мах}} = 630 / \sqrt{3} \times 0,99 \times 0,9 \times 6 = 68 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 68 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А – по каталогу}$$

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$68 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

Выбранный выключатель проходит по длительному току

3) проверка по отключающей способности:

$$I'_{\text{к}} = 1,277 \text{ кА}$$

$$i'_{\text{у}} = 2,154 \text{ кА}$$

из технических данных номинальный ток отключения, $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$;

номинальный ток включения, $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$

Откуда

$$1,277 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

$$2,154 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

Выбранный выключатель проходит по отключающей способности.

9.4 Выбор трансформаторов тока.

Для установки выбираем трансформатор тока серии ТПЛ-10.

Трансформаторы тока данной серии используются для питания цепей измерения силы тока, мощности и энергии, цепей защиты и автоматики, для изоляции цепей вторичной коммутации от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частотой 50 или 60 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ (в тропическом исполнении - 11 кВ), для встраивания в комплектные распределительные устройства (КРУ).

Трансформатор ТПЛ-10 выполнен в виде катушечной опорной конструкции. Блок катушек, состоящих из двух вторичных и общей первичной обмоток, залит изоляционным компаундом на основе эпоксидной смолы. В нижней части магнитопровода укреплены угольники, служащие опорой для трансформатора. На одном из угольников расположен зажим заземления. Выводы первичной обмотки Л1 и Л2 имеют различные исполнения по токам. Выводы вторичных обмоток расположены на блоке катушек и обозначены буквами И1 и И2. Технические характеристики выбранного трансформатора тока представлены в таблице 17.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 17 - Технические характеристики трансформатор тока серии ТПЛ-10.

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	75
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности: вторичной обмотки для измерений вторичной обмотки для защиты	0,2S 10P
Номинальная вторичная нагрузка, ВА вторичной обмотки для измерений при $\cos \varphi = 1$ (нагрузка активно-индуктивная) при $\cos \varphi = 0,8$ вторичной обмотки для защиты при $\cos \varphi = 0,8$	1-2,5* 3-30* 15
Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты при номинальном первичном токе, А: 5-600	13
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, при номинальном первичном токе, А: 5-300, 400	60
Кратность тока электродинамической стойкости, при номинальном первичном токе, А: 5-300, 400	265
Исполнение по вторичным обмоткам	0,5/10P; 0,5S/10P

Выбранные трансформаторы тока проверим по следующим параметрам:

1) по напряжению установки, должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

Где $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$,
 $6 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$.

Условие также выполняется, выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям.

2) по току, должны выполняться условия:

$$I_{норм} \leq I_{1ном}$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}$$

где $I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

Для выбранного трансформатора тока ток первичной обмотки

$$I_{ном} = 150 \text{ А},$$

$$I_{раб. max} = 75 \text{ А}$$

$$75 < 150 \text{ А}.$$

Условие также выполняется, выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям.

3) по конструкции и классу точности;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.039.000 ПЗ					63

по конструкции и классу точности ТПЛ – 10 УЗ представляет собой мгновенный трансформатор тока с первичной обмоткой из нескольких витков, количество которых определяется необходимой ЭДС. Трансформаторы данного типа имеют литую эпоксидную изоляцию. Класс точности трансформатора тока определяют, исходя из числа присоединенных к нему приборов и необходимому классу их точности. К рассматриваемому трансформатору тока присоединяется счетчик активной энергии, поэтому класс точности трансформатора принимаем равным 0,5.

Условие также выполняется, выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям

4) по электродинамической стойкости, должно выполняться условие:

$$i_y \leq K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1ном}$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

где i_y – расчетный ударный ток КЗ;

$K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости (каталожная $K_{эд} = 265$);

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

$K_{эд}$ – определяем по справочнику, тогда

$$i'_y = 2,154 \text{ кА}$$

$$2,154 \text{ кА} \leq 265 \times \sqrt{2} \times 75 \text{ А,}$$

$$2,154 \text{ кА} < 26,51 \text{ кА,}$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$2,154 \text{ кА} < 13 \text{ кА.}$$

Условие также выполняется, выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям

5) по термической стойкости, должны выполняться условия:

$$B_k \leq (K_T \times I_{1ном})^2 t_{тер},$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

Где $B_k = 163,277 \text{ кА}^2\text{с}$ - расчетный тепловой импульс

$K_T = 60$, каталожная кратность тока термической стойкости;

$I_{1ном} = 75$, номинальный первичный ток, А

По справочным данным принимаем:

$$t_{тер} = 3 \text{ с,}$$

$I_{тер} = 13 \text{ кА}$, номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты при номинальном первичном токе

$$(K_T \times I_{1ном})^2 \times t_{тер} = (60 \times 75)^2 \times 13 = 263,25 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$163,277 \text{ кА}^2\text{с} \leq 263,25 \text{ кА}^2\text{с,}$$

Первое условие выполнено.

Второе условие:

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 13^2 \times 3 = 507 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$163,277 \text{ кА}^2\text{с} \leq 507 \text{ кА}^2\text{с,}$$

Второе условие также выполнено, таким образом, выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям.

б) по вторичной нагрузке, при этом необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.039.000 ПЗ					

где Z_2 – вторичная полная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$ – номинальная полная допустимая нагрузка ТТ.

Реактивное сопротивление силовых цепей невелико, поэтому принимаем следующее допущение $Z_2 \approx Z_{2ном}$. Активная нагрузка представляет собой сопротивления включенных в цепь измерительных приборов, соединяющих их проводов и переходного сопротивления контактов присоединения этих приборов

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

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

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление присоединения приборов, Ом.

С трансформатора тока сигнал передается на два прибора, принимаем сопротивление контактов равным $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом

Сопротивление приборов ($r_{\text{приб}}$) находим по формуле:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 \text{ ном},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая установленными приборами;

$I_2 \text{ ном}$ – вторичный номинальный ток присоединенного приборов, принимаем равным 5 А.

Для подсчёта $S_{\text{приб}}$ используем данные, приведенные в таблице 18.

Таблица 18 – Нагрузка выбранного трансформатора тока, создаваемая присоединенными приборами

Прибор	Тип	Нагрузка, В×А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э378	0,5	0,5	0,5
Счётчик активной энергии	САЗУ-U670	2,5	2,5	-
Реле защиты	РТ-84	20	20	-

Из таблицы 18 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и В, поэтому принимаем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 23 / 25 = 0,92 \text{ Ом}.$$

Для того, чтобы ТТ работал в выбранном классе точности, требуется выдержать следующее условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq r_{2ном},$$

откуда

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{приб}} - r_{2ном} - r_{\text{к}}.$$

Как ранее указано, $Z_2 \approx Z_{2ном}$, найдём значение $r_{2ном}$

$$r_{2ном} = U_2 / I_2,$$

где U_2 – номинальные вторичные нагрузки, В×А, в классе точности 0,5 по справочнику, где $U_2 = 12,5$ В×А.

Тогда

$$r_{2ном} = 12,5 / 5 = 2,5 \text{ Ом},$$

следовательно

$$r_{\text{пр}} = 2,5 - 0,92 - 0,05 = 1,53 \text{ Ом}.$$

Условие $r_2 \leq Z_{2ном}$ выполнено.

Вывод по разделу 9: по условиям эксплуатации и выполненным расчетам произведен выбор необходимого оборудования цепей ВН 6кВ: разъединителей, автоматического выключателя и трансформаторов тока, а также измерительных приборов, устанавливаемых для визуализации показаний напряжения и тока.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ТП-39

10.1 Назначение релейной защиты.

Силовые трансформаторы и части электрических установок и электрических сетей постоянно подвержены воздействию током, которое вызывает их нагрев. Поэтому в процессе эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы и возникать нарушения, приводящие в большинстве случаев к коротким замыканиям. При коротком замыкании в месте повреждения протекают большие токи, измеряющиеся тысячами ампер, которые перегревают неповрежденные токоведущие части и могут вызвать дополнительные повреждения и дальнейшее развитие аварии.

В большинстве случаев развитие аварии может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, получивших название релейная защита, которые действуют на отключение выключателей или на сигнал. Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения короткого замыкания и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной не поврежденной части электрической установки или электрической сети. Вторым назначением релейной защиты является выявление нарушения нормальных режимов работы оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

10.2 Основные требования к релейной защите

К релейной защите предъявляются основные требования:

1) Быстродействие. Быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки. Поэтому для обеспечения надежной работы генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и все другие части электрической установки или электрической сети должны оснащаться быстродействующей релейной защитой.

2) Селективность или избирательность. Селективностью называется способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими к нему выключателями.

Так, при КЗ в точке К1 рисунок 8 для правильной ликвидации аварии должна сработать защита на выключателе Q1 и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки остается в работе. Такое избирательное действие защиты называется селективным.

										13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							67

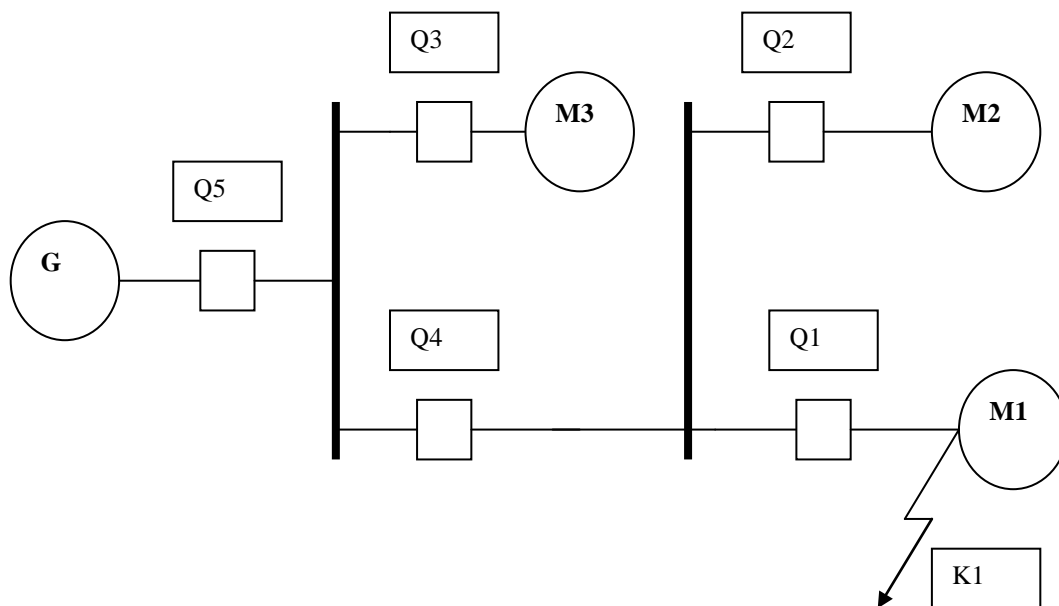


Рисунок 8 Схема электроустановки к пояснению принципа селективности релейной защиты

Если же при КЗ в точке К1 раньше защиты выключателя Q1 или одновременно с ней подействует защита выключателя Q4 и отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, так как, кроме поврежденного электродвигателя M1 останется без напряжения неповрежденный электродвигатель M2. Такое действие защиты называется неселективным.

Из рисунка 1 видно, что если при КЗ в точке К1 подействует неправильно защита выключателя Q5 и отключит этот выключатель, то последствия такого неселективного действия будут еще более тяжелыми, так как без напряжения останутся оба неповрежденных электродвигателя M2 и M3.

Рассмотренный пример показывает, какое важное значение имеет выполнение требования селективности для обеспечения правильной ликвидации аварии.

В ряде случаев одновременное выполнение требований селективности и быстродействия вызывает серьезные трудности и требует существенного усложнения защиты. В таких случаях в первую очередь обеспечивается выполнение того из требований, которое в данных конкретных условиях является определяющим.

3) Чувствительность. Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушений нормального режима работы в данной электрической установке или электрической сети, на которые она рассчитана, чтобы было обеспечено ее действие в начале возникновения повреждения, чем сокращаются размеры повреждения оборудования в месте КЗ.

Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, например, если при повреждении в точке

К1 рисунок 8 по какой-либо причине не отключается выключатель Q1, то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя Q4 и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется дальним резервированием смежного или следующего участка.

4) Надежность. Требование надежности состоит в том, что защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы, для действия при которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено и должна действовать другая защита. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

К повреждениям трансформатора относятся:

а) междуфазное короткое замыкание на выводах и в обмотке (последние возникают гораздо реже чем первые);

б) однофазные короткие замыкания (на землю и между витками обмотки т.е. межвитковые замыкания);

в) замыкание между витками одной фазы обмотки.

К отклонениям от нормального режима работы трансформаторов относятся:

а) перегрузки, вызванные отключением, например, одного из работающих трансформаторов;

б) возникновение токов при внешних коротких замыканиях, представляющих опасность из-за их теплового действия на обмотки трансформатора;

в) недопустимое понижение уровня масла, вызываемое значительным понижением температуры и другими причинами.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности их работы:

- броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение;

- влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты трансформаторов при их повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы могут применяться следующие виды защит:

- токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

- дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов;

- газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла;

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

- максимальная токовая или максимальная направленная защита или же эти защиты от сверх токов, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним;
- защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного персонала;
- защита от замыканий на корпус.

На подстанции ТП-39 для защиты трансформатора предусмотрены следующие виды защит:

- дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита;

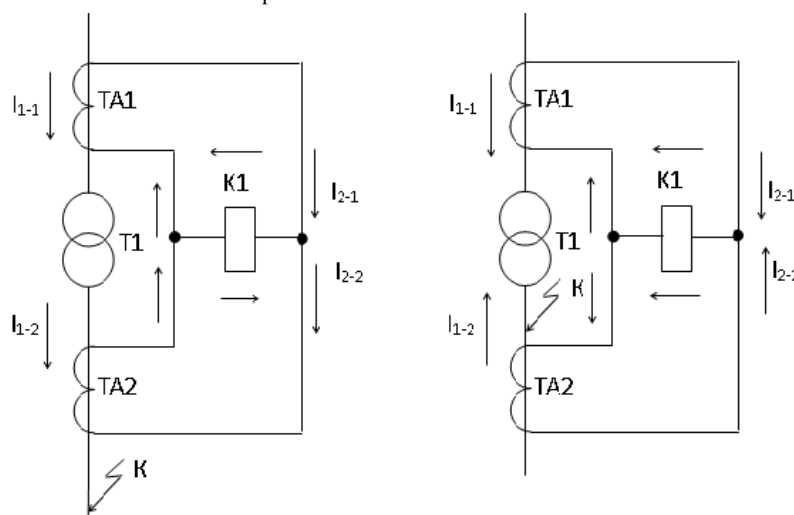
10.3 Дифференциальная защита

Для выполнения дифференциальной защиты трансформаторы тока устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Их вторичные обмотки включены последовательно и параллельно к ним подключается токовое реле.

Принципиальные схемы дифференциальной защиты изображена на рисунке 9

При КЗ за пределами зоны действия дифференциальной защиты, а также в нормальном режиме нагрузки вторичные токи ТТ соответственно I_{2-1} и I_{2-2} циркулируют по соединительным проводам (проводам защиты). При одинаковых коэффициентах трансформации ТТ ТА1 и ТА2 и их работе без погрешностей значения вторичных токов I_{2-1} и I_{2-2} равны между собой, а направления их в реле тока К – противоположны. Следовательно, в рассматриваемом идеальном случае ток в реле К

$$I_p = I_{2-1} - I_{2-2} = 0$$



а) токораспределение при внешнем КЗ; б) токораспределение при КЗ в зоне действия защиты

Рисунок 9 Принципиальные схемы дифференциальной защиты

Таким образом, дифференциальная защита не реагирует на короткие замыкания, происходящие на другом оборудовании, а значит и не требует выдержки времени и, следовательно, является селективной по принципу действия. Реально в режиме нагрузки ток в реле К, не может быть равен нулю, протекающий в реле К в режимах нагрузки и внешнего КЗ называется током небаланса $I_{нб}$. Для обеспечения несрабатывания дифференциальной защиты в режимах ток срабатывания реле выбирается большим, чем ток небаланса. Дифференциальная защита трансформатора имеет некоторые особенности, в частности первичный и вторичные токи трансформатора не равны как по величине, так и по углу. Неравенство токов по величине устраняется правильным подбором коэффициента трансформации трансформаторов тока, а неравенство токов по углу соединением трансформаторов тока в треугольник, со стороны звезды силового трансформатора и в звезду, со стороны треугольника. На подстанции ТП-39 дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле ДЗТ11

10.4 Максимальная токовая защита

При КЗ на элементах питаемой сети низшего напряжения через понижающий трансформатор проходят токи, намного превышающие номинальный ток трансформатора. Эти токи, называемые сверхтоками, оказывают вредное термическое и динамическое воздействие на обмотки трансформатора. Для ограничения длительности воздействия тока КЗ необходимо отключить трансформатор, причем тем быстрее чем больше значение тока КЗ на отходящем элементе (в дальнейшем - внешнее КЗ). Эту задачу выполняет максимальная токовая защита (в дальнейшем – МТЗ).

Защита трансформаторов от сверхтоков является резервной защитой, предназначенной для отключения их от источника питания.

Измерительная часть МТЗ состоит из трех максимальных реле тока, включенных на токи фаз трансформатора. Выходное действие реле тока осуществляется по схеме ИЛИ то есть защита может сработать при срабатывании одного, двух или трех токовых реле. Для создания необходимой выдержки времени в логической части МТЗ присутствует орган выдержки времени.

Функциональная схема МТЗ представлена на рисунке 10.

Достоинствами МТЗ являются простота выполнения и обслуживания и, следовательно, низкая стоимость.

К недостаткам МТЗ относятся: трудность отстройки оттоков перегрузки; относительно медленное отключение токов КЗ (несколько секунд).

На подстанции ТП-39 МТЗ выполнена на базе комплекта защит КЗ–12.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

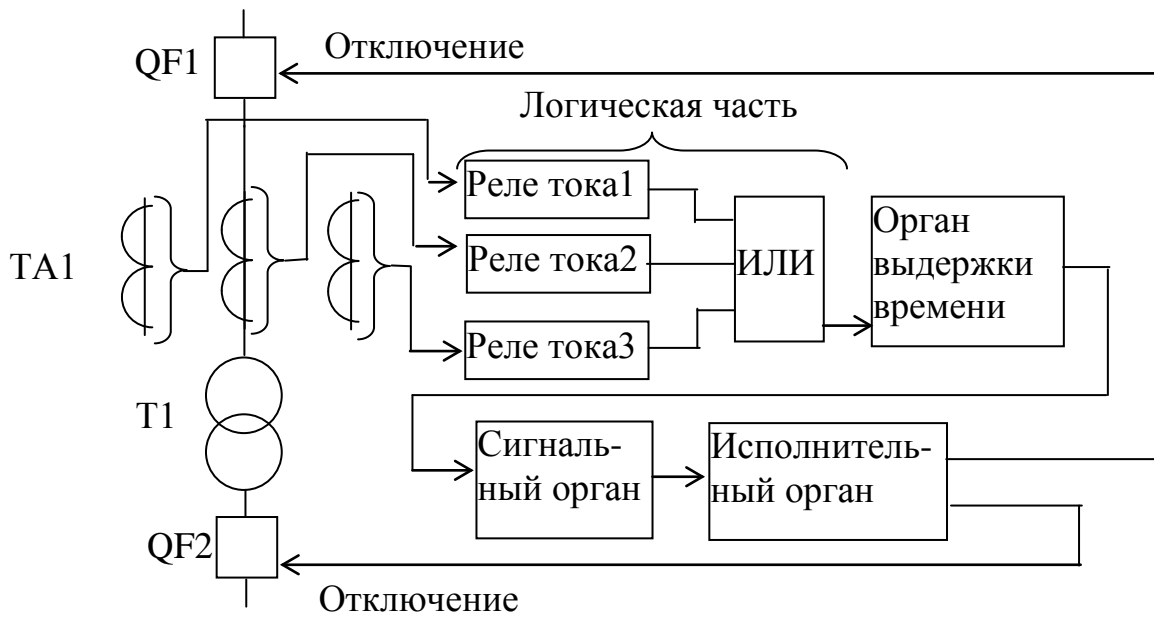


Рисунок 10 - Функциональная схема МТЗ

Вывод по разделу 10: Дано теоретическое обоснование выбора приборов релейной защиты, произведен расчет и выбор реле максимальной токовой и дифференциальной защиты.

11. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Затраты проектируемого варианта

Произведем расчет капитальных затрат труда, основных материалов, запасных частей и комплектующих изделий на проведение реконструкции и модернизации технической основы рассматриваемой трансформаторной подстанции. Норма трудоемкости ремонтов и технического обслуживания аппаратов высокого напряжения определены на основании типовых объемов ремонтных работ для каждого вида оборудования и его параметрами – мощностью, конструктивным исполнением и их назначением с учетом опытных данных.

Произведем расчет с использованием инструментов программы Excel, расчетные данные и формулы представлены ниже в таблице 19.

Таблица 19 - Смета затрат

Наименование затратной статьи	Условное обозначение параметра, формула для расчета	Численное значение
Стоимость автоматической системы	$C_{автсис}$	69782
Стоимость трансформатора ТМЗ-630-6/0,4	$C_{тр}$	391999
Стоимость автоматического выключателя ВМП-10-630-20 У	$C_{авк}$	35428
Стоимость разъединителя РЛНД – 10/400 УЗ	$C_{раз}$	14271
Стоимость трансформатора тока ТПЛ-10	$C_{тт}$	3200
Общая стоимость оборудования	$C_{об} = C_{автсис} + C_{тр} + C_{авк} + C_{раз} + C_{тт}$	514680
Стоимость монтажа, 25% от стоим.оборудования	$C_{м} = C_{об} \times 0,25$	128670
Зарплата рабочих, 25 % от стоимости монтажа	$C_{зп} = C_{м} \times 0,25$	32168
Транспортные расходы, 10% от стоимости оборудования	$C_{тр} = C_{об} \times 0,1$	51468
Стоимость неучтенного оборудования, 20 % от стоимости оборудования	$C_{ну} = C_{об} \times 0,2$	102936
Стоимость монтажа неучтённого оборудования, 20% от стоимости монтажа	$C_{мну} = C_{ну} \times 0,2$	20587
Плановые наложения, 25% от стоим. монтажа	$C_{пн} = C_{м} \times 0,2$	32168
Расходы на демонтаж старого оборудования, 50% от стоимости монтажа	$C_{до} = C_{м} \times 0,5$	64335
Стоимость доплат к зарплате по монтажу, по поясному коэффициенту и за работу в условиях действующего производства, 35%	$C_{дз} = C_{зп} \times 0,35$	11259
Накладные расходы, 80 %	$C_{нр} = C_{зп} \times 0,8$	25734
капитальные затраты проектируемого варианта	$K = C_{об} + C_{м} + C_{зп} + C_{тр} + C_{ну} + C_{мну} + C_{пн} + C_{до} + C_{дз} + C_{нр}$	984004

Вывод по разделу 11: по результатам расчетов с учетом стоимости оборудования, монтажа, транспортных расходов и т.д. капитальные затраты проекта составят 984004 руб.

12. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

12.1 Организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ на подстанции.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электрических травм, электрических ударов и профессиональных заболеваний. Электрические травмы и электрические удары могут вызвать временную или постоянную нетрудоспособность пострадавшего и даже иметь смертельный исход. Степень опасного и вредного воздействия электрического тока на человека зависит от параметров электрического тока протекающего через тело человека, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия тока на человека, условий внешней среды и состояния организма.

Основным фактором, определяющим исход поражения, является значение электрического тока протекающего через тело человека. В системе стандартов безопасности труда даются следующие определения поражающих токов:

-ощутимый ток – это электрический ток, вызывающий при прохождении через тело человека ощутимые раздражения.

-не отпускающий ток – ток, вызывающий при прохождении через тело человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.

Фибрилляционный ток – ток при прохождении, которого через тело человека вызывающий фибрилляцию сердца, т.е. беспорядочные, хаотические сокращения волокон (фибрилл) мышц сердца. Проходя через организм человека электрический ток, производит термическое, электрическое и механическое действие являющиеся обычными физическими процессами присущими как живой, так и неживой материи.

Одновременно электрический ток производит и биологическое действие, которое является специфическим процессом свойственным лишь живой ткани. Термическое действие тока проявляется в ожогах отдельных участков тела, нагреве до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути тока, что вызывает в них серьёзные функциональные расстройства.

Электролитическое действие тока выражается в разложении органической жидкости, в том числе и крови, что сопровождается значительными нарушениями их физико-химического состава.

Механическое действие тока выражается в расслоении, разрыве и других подобных повреждениях в различных тканях организма, в том числе и мышечной ткани стенок кровеносных сосудов, сосудов лёгочной ткани, и т.д. в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара от перегретой током тканевой жидкости и крови. Биологическое

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

действие тока проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в нарушении внутренних биоэлектрических процессов протекающих в нормально-действующем организме и теснейшим образом связанные с его жизненными функциями.

Указанное многообразие воздействий электрического тока на организм человека можно свести к двум видам основным поражениям: электрическим травмам (электрические ожоги, электрические знаки, электрическая металлизация кожи, электрическая офтальмия и механические повреждения) и электрическим ударам, которые резко отличаются друг от друга.

Электрические травмы:

-к электрическим ожогам относятся ожоги кожи, тканей мышц и кровеносных сосудов, возникающих вблизи электрической дуги (дуговой ожог) или при контакте с токоведущей частью (токовый ожог).

-электрические знаки – знаки на поверхности кожи, вызываемые механическим и химическим действием тока на кожу, которая отвердевает и темнеет.

-электрометаллизация кожи возникает вследствие распыления и испарений металла под действием электрического тока. При электрометаллизации кожи получается специфическая окраска при контакте с медью – зелёная, с латунью – сине-зелёная, со свинцом – серо-жёлтая.

-электрическая офтальмия – воспаление глаз в результате воздействия мощного потока ультрафиолетового излучения от электрической дуги.

Механические повреждения являются в большинстве случаев следствием резких произвольных судорожных сокращений мышц под действием тока проходящего через тело человека. В результате могут произойти разрывы сухожилий, кожи, кровеносных сосудов и нервной ткани могут иметь место вывихи суставов и даже переломы костей. Электрический удар наблюдается при воздействии малых токов обычно до нескольких сотен мА и соответственно при небольших напряжениях как правило до 1000 В при такой малой мощности выделение теплоты ничтожно и не вызывает ожогов. Ток воздействует на нервную систему и на мышцы, причём может возникнуть паралич поражённых органов. Паралич дыхательных мышц, а также мышц сердца может привести к смертельному исходу.

В зависимости от исхода поражения электрические удары можно условно разделить на следующие 5 степеней:

-судорожное едва осязаемое сокращение мышц.

-судорожное сокращение мышц сопровождается сильными едва переносимыми болями без потери сознания.

-судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимся дыханием и работой сердца.

-потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (или того и другого вместе).

-клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

12.2 Технические меры по обеспечению безопасности

Электрозашитными средствами называют переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей работающих с электроустановками от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля. По своему назначению изолирующие электрозашитные средства подразделяются на основные и дополнительные.

Основными называют изолирующие электрозашитные средства, которые длительно выдерживают рабочее напряжение электроустановки, позволяют прикасаться ими к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

К дополнительным электроизолирующим средствам относятся средства, которые сами по себе из-за недостаточной их изолирующей способности не могут при данном напряжении обеспечить защиту персонала от поражения электрическим током. Они дополняют основные средства, т.е. применяются только вместе с ними, кроме того, дополнительные электрозашитные средства служат для защиты от напряжения прикосновения и шагового напряжения. Изолирующие электрозашитные средства по напряжению при котором они могут применяться делятся на две группы: для электроустановок до 1000 В и выше 1000 В. В электроустановках выше 1000В применяются следующие изолирующие электрозашитные средства основные: штанги изолирующие, оперативные и измерительные клещи, изолирующие и электроизмерительные указатели напряжения, средства для ремонтных работ под напряжением выше 1000 В; дополнительные средства: диэлектрические перчатки, боты и коврики, изолирующие подставки.

В электроустановках до 1000В применяются основные электрозашитные изолирующие средства: штанги изолирующие оперативные, клещи изолирующие и электроизмерительные, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолированной рукояткой; дополнительные: диэлектрические галоши и коврики, изолирующие подставки.

При пользовании основными электрозашитными средствами с каждым из них достаточно применять только одно дополнительное электрозашитное средство, т.е. одновременное применение, например диэлектрических перчаток, бот и ковриков при работах с изолирующей штангой или изолирующими клещами не требуется. Вместе с тем применение двух или более дополнительных защитных средств нельзя заменить основное защитное средство, например в электроустановках выше 1000В диэлектрические перчатки и боты не заменяют изолирующих вещей.

12.3 Мероприятия по защите при чрезвычайных ситуациях техногенного характера.

Мероприятия по подготовке к защите населения и территорий проводятся заблаговременно с учетом возможных опасностей и угроз. Они планируются и осуществляются дифференцированно, с учетом особенностей расселения людей,

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

природно-климатических и других местных условий.

Объемы, содержание и сроки проведения мероприятий по защите населения и территорий определяются на основании прогнозов природной и техногенной опасности на соответствующих территориях, исходя из принципа разумной достаточности, с учетом экономических возможностей по их подготовке и реализации. Наиболее рациональным является такой подход, когда материально-технические средства защиты могут быть использованы не только для защиты в условиях чрезвычайных ситуаций, но и в интересах обеспечения функционирования объектов экономики и обслуживания населения в повседневной обстановке. Меры по защите населения от чрезвычайных ситуаций осуществляются силами и средствами предприятий, учреждений, организаций, органов местного самоуправления, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, на территории которых возможна или сложилась чрезвычайная ситуация. Защита населения от поражающих факторов стихийных бедствий, аварий и катастроф достигается комплексным использованием различных технологий, видов, способов и средств защиты.

Под защитой населения и территорий в чрезвычайных ситуациях понимается комплекс правовых, организационных, инженерно-технических и других мероприятий, проводимых с целью устранения или снижения до приемлемого уровня угрозы жизни и здоровью людей, а также ущерба, нанесенного пострадавшим территориям при угрозе возникновения или возникновении ЧС различного характера в мирное и военное время. Мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС - это совокупность организованных действий, направленных на решение какой-либо из задач по предупреждению или ликвидации ЧС, выполняемых органами управления, силами и средствами РСЧС различных уровней и подсистем. Они проводятся как в условиях повседневной деятельности (при отсутствии ЧС), так и при угрозе ЧС и их возникновении.

С возникновением чрезвычайной ситуации (или при непосредственной ее угрозе) организуются и проводятся мероприятия по защите населения, территорий и ликвидации ЧС, объем и содержание которых определяются исходя из принципа необходимой достаточности и максимально возможного использования имеющихся в распоряжении соответствующих органов управления РСЧС сил и средств.

12.4 Молниезащита

На подстанциях 6 – 220 кВ от прямых ударов молнии должны быть защищены трансформаторы, ОРУ, в том числе маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения. Для защиты имеющих металлические несущие конструкции кровли или металлическую кровлю, достаточно заземлить металлические части. Открытые распределительные устройства защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты длинных мостов могут применяться тросовые молниеотводы. Стержневые

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

молниеотводы устанавливаются на конструкциях ОРУ или прожекторных мачтах подстанции.

От прямых ударов молнии данную подстанцию защищаем стержневым молниеотводом.

Исходными данными для расчёта молниезащиты являются:

- размеры подстанции (5,5×5,5×4) м;
- высота самой высокой точки подстанции $h_x = 4,0$ м;

Ожидаемое количество N поражений молнией в год здания, не оборудованного молниезащитой, определяем по формуле

$$N = ((S + 6 \times h_{зд})(L + 6 \times h_{зд}) - 7,7 \times h_{зд}^2) n \times 10^{-6}$$

где S – ширина здания, 5,5м;

L – длина здания, 5,5м;

$h_{зд}$ – высота здания, 4м;

$n = 4$ – среднее число ударов молнии в месте расположения здания для г.Усть-катав.

$$N = ((5,5 + 6 \times 4) \times (5,5 + 6 \times 4) - 7,7 \times 4^2) \times (4 \times 10^{-6}) = 0.00074705$$

Принимаем зону защиты Б.

Для зоны защиты типа Б:

$$h_0 = 0,92h$$

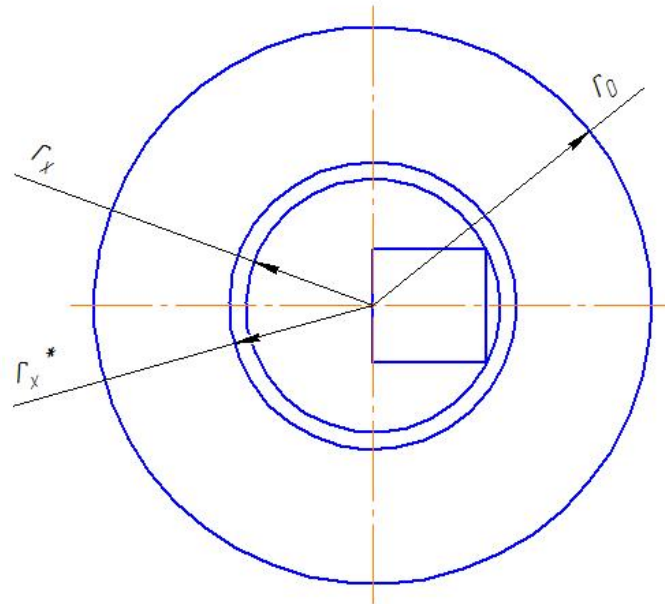
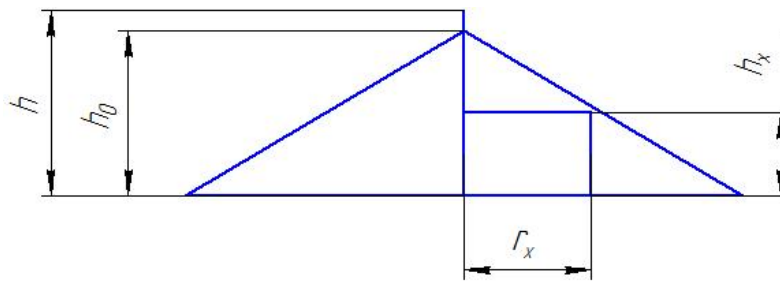
$$r_0 = 1,5h,$$

$$h_x = 4 \text{ м},$$

$$r_x = 6,15 \text{ м}$$

r_x определяем на основании графического построения схемы молниеотвода рисунок 11.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



r_x^* – высота молниеотвода равного ЭМ
для гарантированного перекрытия зоны удара молнии

Рисунок 11- Графическое построение схемы молниеотвода.

При известных значениях h_x и r_x определяем высоту молниеотвода по формуле

$$h = \frac{(r_x + 1,63h_x)}{1,5}$$

$$h = \frac{(6,15 + 1,63 \times 4)}{1,5} = 8,44, \text{ м}$$

Принимаем для гарантированного перекрытия зоны удара молнии высоту молниеотвода равной 9 м.

Определяем высоту зоны защиты, h_0 , м.

$$h_0 = 0,92h,$$

$$h_0 = 0,92 \times 9 \text{ м},$$

$$h_o = 8,28 \text{ м}$$

Радиус защиты на уровне земли, r_o , м.

$$r_o = 1,5h$$

$$r_o = 1,5 \times 9,$$

$$r_o = 13,5 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на высоте h_x , r_x , м.

$$r_x = 1,5 \times \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \text{ м}$$

где h_x – высота, на которой определяется радиус зоны защиты, м.

Определяем радиус зоны защиты на высоте $h_x = 4 \text{ м}$, $r_x = 6,15 \text{ м}$,

$$r_{x4} = 1,5 \times \left(9 - \frac{4}{0,92} \right)$$

$$r_{x4} = 6,97 \text{ м}$$

Таким образом, молниеотвод полностью перекрывают всю защищаемую площадь.

Ствол опоры выполнен из стального листа толщиной 3-4 мм, 8-гранный, конический. Ствол опоры в нижней части имеет фланец для крепления с фундаментом. В нижней части опоры имеется люк, который позволяет осуществлять монтаж и эксплуатацию заземляющего устройства. Люк закрывается крышкой, исключая попадание атмосферных осадков и несанкционированное проникновение.

Вывод по разделу 12: рассмотрены организационные и технические мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ на подстанции, разработана молниезащита, особое внимание уделено ремонтно-наладочным и монтажным работам, проработаны вопросы по предупреждению и ликвидации ЧС.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе была произведена модернизация трансформаторной подстанции электроподстанции с системой диагностики и мониторинга параметров для дистанционного контроля в реальном времени.

По результатам расчетов электрических нагрузок и токов короткого замыкания произведен выбор основного высоковольтного силового оборудования: комплектной трансформаторной подстанции, шинного разъединителя с приводом, автоматического выключателя стороны ВН, предохранителей, трансформаторов тока, сечения питающего кабеля ВН, кабелей стороны НН.

Произведенные расчеты и выбор оборудования позволяет обеспечить надежную работу трансформаторной подстанции ТП-39 и бесперебойное снабжение потребителей, получающих от нее электроэнергию.

В экономической части составлена смета капитальных затрат однострансформаторной схемы электроснабжения с учетом всех затрат. Капитальные затраты выбранного варианта составляют 984004 рублей.

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения (под редакцией В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, Салловера М.Л. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980
2. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. (Под редакцией В.И.Круповича, Ю.Г.Барыбина, М.Л.Самовера – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоиздат., 1981
3. Электрооборудование станций и подстанций (Под редакцией Л.Д.Рожкова, В.С.Козулина – 3-е изд. прераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат., 1987
4. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационноизмерительная система центра управления электрических сетей. – М.: Машиностроение, 2009..
5. Чичёв С.И. Информационно-измерительная система диспетчерского управления сетей: Автореф. ... канд. техн. наук / Липецкий государственный технический университет. – Липецк, 2005.
6. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Современные средства и методы контроля оборудования в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2010.
7. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Комплексный подход к организации эффективной информационно-измерительной системы центра управления сетей на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2011. – № 2.
8. О регламентации бизнес-процесса «Диагностика»: приказ № 362-ЦА от 03.11.2010. – М., 2010. – Прил. № 1 – 6.
9. Техническая политика ОАО «МРСК Центра». – М., 2010. – Прил. к ПР-15-ЦА.
10. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.
11. Производство, передача и распределение электрической энергии: Электротехнический справочник. В 4 т. / В.Г. Герасимов, А.В. Дьякова и др.; Под общ. ред. В.Г. Герасимова; Московский энергетический институт. – М., 2002.
12. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию.: Практ.пособие – 7-е изд.перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1991
13. Карпов Ф.Ф. и Козлов В.Н. Справочник по расчету проводов и кабелей: изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: «Энергия» 1969г.
14. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. Изд. 2-е, перераб. и доп. М, Энергия, 1972
15. Объем и нормы испытаний электрооборудования / ЭНАС. – М., 2003. – 254 с.
20. РД 153-34.0-20.363–99. Основные положения методики инфракрасной

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

диагностики электрооборудования и ВЛ / РАО ЕЭС РФ. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.

16. РД 34.35.120–90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций напряжением 35–1150 кВ. – М., 1990.

17. Ульянов С.А. Короткие замыкания в электрических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1952. Гук Ю.Б. Городские распределительные сети.

18. Гук Ю.Б. Основы надежности электроэнергетических установок. – Л.: ЛГУ, 1980. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988.

19. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

20. Теория автоматического управления / Под ред. Ю.М. Соломенцева. – М.: Высшая школа, 2000

21. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

22. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения. – М., 1989.

23. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М., 1989.

24. ГОСТ 15467–79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. – М., 1979.

25. Надежность и эффективность в технике: Справочник в 10 т. – М.: Машиностроение, 1987.

26. Афанасьев О.В., Голик Е.С., Первухин Д.А. Теория и практика моделирования сложных систем. – СПб.: Сев.- Зап. ГЗТУ, 2005.

27. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. – М.: Физматлит, 2005.

28. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергия, 1979

29. Электротехнический справочник. – М.: Энергия, 1964

					13.03.02.2018.039.000 ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		