Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Факультет «Механико-технологический»
Кафедра «Машиностроение, автоматика и электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____В.Г. Некрутов
_____2017 г.

Автоматизированный контроль параметров трансформаторной подстанции.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2017.075.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты
Безопасность жизнедеятельности,
к.т.н., доцент
_____В.Г. Некрутов
_____2017 г.

Руководитель работы,
преподаватель
_____Т.Н. Усиевич
_____2017 г.

Автор работы
студент группы ДО-552
_____В.Ю. Самарин
_____2017 г.

Нормоконтролер,
профессор
_____Б.А. Решетников
_____2017 г.

Челябинск 2017

Содержание

Лист

ВВЕДЕНИЕ……7

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ…….8

1.1 Функции системы автоматизированного дистанционного контроля параметров трансформаторной подстанции ……..8

1.2 Функции трансформаторной подстанции и системы распределительных сетей ……..10

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ…….....12

2.1 Назначение трансформаторной подстанции……...12

2.2 Система электроснабжения……...12

2.2.1 Схемы распределения электроэнергии в сетях 10 (6) Кв 14

2.2.2 Схемы внутреннего электроснабжения в сетях с напряжением до 1 кВ.....15

2.3 Описание существующей схемы электроснабжения.....15

3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 / 6 кВ.....18

3.1 Модели электрических нагрузок индивидуального жилого сектора.....19

3.2 Определение общей максимальной потребляемой мощности нагрузки.....24

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ……26

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 кВ С ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИМ СРАВННИЕМ……...27

5.1 Выбор типа трансформатора……...…..27

5.2 Выбор числа трансформаторов……..……...28

5.3 Выбор мощности и количества трансформаторов……..29

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ……31

6.1 Общие сведения……..31

6.2 Порядок выполнения расчетов.....31

6.3 Расчетные условия короткого замыкания.....32

6.4 Составление схемы замещения для расчета трехфазных коротких замыканий.....33

6.5 Определение ударного тока.....34

7. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ КАБЕЛЕЙ 6 кВ от ЛЭП до КТП ЦТП.....35

7.1 Выбор способа прокладки.....35

7.2 Выбор питающих кабелей от ЛЭП – 6 кВ до КТП – 6 кВ.....35

7.3 Электродинамическое действие токов короткого замыкания.....36

7.4 Термические действия токов короткого замыкания.....37

7.5 Проверка примененных кабелей по стороне 6 кВ по условиям нагрева длительным расчетным током.....38
8 ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В…….39
9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6 кВ ……...40
9.1 Выбор разъединителей ……..40
9.1.1 Общие сведения ……..40
9.1.2 Выбор разъединителей……40
9.1.3 Выбор выключателей на высокой стороне 6 Кв……...42
9.1.4 Выбор выключателей……..43
9.1.5 Выбор трансформаторов тока ……..45
10 РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ КТП51…….....46
10.1 Общие сведения……....51
10.2 Расчет заземляющих устройств……...52
11 ОБЗОР ТЕЛЕМЕХАННИКИ …….53
11.1 Система на базе оборудования выпускаемого НПО «Мир»...……54
11.2 Система Компас ТМ2.0……55
11.3 Системы, производимые ООО «Эльстер Метроника»……56
11.4 Оборудование и ПО, производимые ООО «НПК «Инкотекс»……56
11.5 Выбор системы телемеханики ……...57
11.6 Технические данные, описание работы, схемы подключения выбранной автоматической системы ……58
12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ……67
12.1 Затраты проектируемого варианта……..67
13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ……71
13.1 Перечень вредных и опасных факторов……71
13.2 Охрана труда……72
13.2.1 Организационные мероприятия по обеспечению безопасности при выполнении работ на тяговой подстанции……72
13.2.2 Технические меры по обеспечению безопасности ……..73
13.3 Метеорологические условия в производственных помещениях подстанции (микроклимат)……75
13.4 Правила пожарной безопасности……..75
13.5 Молниезащита……76
13.6 Экология……77
13.7 Гражданская оборона……..…78
13.8 Мероприятия по защите при чрезвычайных ситуациях технического характера……79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики, как ведущей отрасли в осуществлении технического прогресса, на современном этапе, является важной задачей, и поэтому должно идти опережающими темпами.

Последнее время, с улучшением экономической ситуации в стране и ростом объемов сдачи в эксплуатацию объектов общественных, жилых, промышленных зданий и сооружений соответственно увеличивается потребность в электрической энергии.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 23 мая 2006 года №307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» поставщик электроэнергии обязан обеспечить бесперебойное круглосуточное электроснабжение в течение всего года, а само питающее напряжение должно соответствовать ГОСТ 13109-97.

Передача, распределение и потребление выработанной электроэнергии должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. Наряду с мощными современными энергетическими установками в стране имеется большое число подстанций небольшой мощности для снабжения промышленных предприятий сельского и коммунального хозяйства, причем стоимость эксплуатации и обслуживания таких установок значительно ниже.

Современные энергетические установки непрерывно совершенствуются, оборудуются сложными агрегатами, оснащенными различными механизмами и контрольно-измерительными приборами, а также средствами автоматики и дистанционного управления.

Разработка и строительство новых объектов, призванных удовлетворить увеличивающиеся потребности, очень дороги, поэтому имеет смысл модернизировать существующие объекты системы энергоснабжения с частичной заменой имеющегося оборудования, так как оборудование, установленное в них, изношено и технически устарело, часты случаи аварий и поломок.

Разработка системы автоматизированного контроля параметров трансформаторной подстанции для дистанционного контроля в режиме реального времени актуальна и своевременна, так как даже предварительный анализ дает возможность сделать вывод о том, что подобная модернизация в случае возникновения угрозы аварийной ситуации позволит избежать вывода из строя оборудования, а следовательно, затрат на его восстановление. Даст ощутимый экономический эффект за счет снижения затрат на техническое обслуживание подстанции, обеспечит возможность оперативно реагировать при возникновении неисправностей, что в свою очередь обеспечит бесперебойное снабжения электроэнергией населения и социально значимых объектов.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.

1.1 Функции системы автоматизированного дистанционного контроля параметров трансформаторной подстанции

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

Специфическими особенностями применения телемеханики в электро-сетевых комплексах являются:

− удаленность объектов контроля и управления;

− необходимость высокой точности передачи измеряемых величин;

− недопустимость большого запаздывания сигналов;

− высокая надежность передачи команд управления;

− высокая степень автоматизации процессов сбора информации.

Вместе с тем, внедрение подобных систем позволяет сократить численность обслуживающего персонала, уменьшает простои из–за отказов оборудования, обеспечивает минимальное участие человека при работе в опасных для здоровья условиях.

Особое значение телемеханика приобретает в связи с созданием автоматизированных систем управления (АСУ) в распределительных электросетевых комплексах 110…10 кВ. Обработка данных, полученных по информационным каналам, при современном уровне компьютерных технологий позволяет значительно улучшить контроль над технологическим процессом и значительно упростить управление.

С технической стороны в подобных системах все чаще используются современные скоростные каналы связи (оптоволокно, передача данных по Ethernet), и беспроводные технологии (например, сотовая связь). Вместе с

тем при установке систем автоматизации и телемеханики возникает необходимость стыковки с морально и физически устаревшими «унаследованными» системами, с сохранением их протоколов связи. На контролируемых объектах все чаще возникает необходимость стыковки с локальными технологическими системами.

В телемеханических системах, классической стала так называемая двухуровневая система. Верхний уровень (ВУ) – часть комплекса телемеханики, устанавливаемая на пункте управления (ПУ) и являющаяся верхней в иерархии комплекса по отношению к нижнему уровню. ВУ выполняет сбор и обработку данных с контроллеров нижнего уровня и транслирует на этот уровень команды управления.

Нижний уровень (НУ) – часть комплекса, устанавливаемая обычно на контролируемых пунктах (КП) и являющаяся подчиненной в иерархии комплекса по отношению к верхнему уровню. НУ выполняет функцию непосредственного получения данных с контактных устройств и преобразователей контролируемых величин, установленных на контролируемом объекте.

В задачи ПУ входят:

− прием данных с КП по каналам связи;

− организация опроса КП при использовании одного канала связи для подключения нескольких КП;

− передача на КП команд управления;

− передача данных и прием команд ЭВМ;

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

− преобразование и передача данных при интеграции с системами других производителей.

Для реализации полного набора перечисленных функций ПУ оснащают современной компьютерной техникой и программным обеспечением (ПО). Перенастройка ПО позволяет легко изменять конфигурацию системы, протоколы обмена и алгоритмы обработки данных в процессе эксплуатации системы. В современных ПУ программы и настройки хранят во встроеной памяти контроллеров, что обеспечивает быстрый запуск системы и восстановление в случае сбоев.

Современные контроллеры КП обеспечивают интеграцию в систему различных электронных устройств: приборов учета энергии, автоматических защит и т.д. Например, контроллеры КП снимают показания электронных

счетчиков, расходомеров и передают их для обработки на ПУ по единому телемеханическому каналу связи. Обычно взаимодействие между ПУ и КП происходит по каналу связи, представляющему собой оптоволокно, выделенный телефонный канал и т.п.

Аппаратура телемеханики на КП собирает информацию об объекте посредством датчиков и преобразователей. Датчиками могут представлять собой двухпозиционные переключатели, состояние которых изменяется при изменении состояния объекта, как и параметрические преобразователи измеряемых физических величин. Обычно контроллер КП следит за состоянием датчиков и при изменении их передает на ПУ сигнал. Получив его, контроллер ПУ, передает сигнал далее на компьютер. Программа на компьютере может изменять состояние изображения контролируемого объекта, и предупреждать диспетчера звуковым сигналом; кроме того, она может отслеживать уровни отслеживаемых сигналов, например, превышение критического порога (уставки).

Современные программно-технические комплексы (ПТК) строятся на основе контроллеров 16-ти и 32-разрядов с высоким быстродействием и достаточной памятью. Все большее значение имеет программное обеспечение контроллеров. Для хранения программ и данных применяют современную FLASH-память, позволяющую легко изменять программу и обеспечивать быстрый перезапуск в

случае сбоя. В настоящее время телемеханика в электроэнергетике представляет собой такую область науки и техники, предметом которой является разработка методов и технических средств передачи и приема информации (сигналов) с целью управления и контроля на расстоянии технологических процессов на электрических станциях и подстанциях (ПС) электросетевого комплекса различного класса напряжения.

1.2 Функции трансформаторной подстанции и системы распределительных сетей

Потребителем электрической энергии называются 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 расстройствам 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 беспрерывности 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.

Рассматриваемая трансформаторная подстанция обеспечивает потребителей третьей категории.

Для обеспечения жителей улиц Скрябинского, Нагорная и др. электрической энергией по улице Степная установлена трансформаторная подстанция, введенная в эксплуатацию в 1949 году. На ней неоднократно происходили аварии, в частности только в период с декабря 2016 по февраль 2017 отключение электроэнергии происходило в количестве 6 (шести) раз. В 2016 году на данной подстанции неоднократно происходили возгорания, что привело к выходу из

строя различной бытовой электротехники, у жителей улиц, получающих электрическую энергию от указанной подстанции.

Основным элементом распределительных сетей являются трансформаторные подстанции (ТП). Для облегчения монтажа, обслуживания и ремонта схемы и конструкции ТП унифицированы. ТП предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Обязательным элементом ТП является ввод высшего напряжения ВН, понижающий силовой трехфазный трансформатор, распределительное устройство низшего напряжения (РУНН) и комплектные токопроводы, шины, соединяющие все элементы. Приборы и аппараты для коммутации, управления, измерения, защиты и регулирования размещают в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ). Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечение надежной работы электрооборудования. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим корпусом.

Согласно проектному решению ввод осуществляется от РУ 0,4 кВ вновь проектируемой комплексной трансформаторной подстанции наружной установки с воздушным вводом 6 кВ, с одним трансформатором, напряжением 6/0,4 кВ. Питающая линия выполняется воздушной, длина трассы составляет 6м.

Целью дипломного проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет того, что система автоматизированного контроля параметров трансформаторной подстанции даст возможность получать данные о состоянии всех аппаратов ТП в режиме реального времени и оперативного принятия технических решений при возникновении нештатных режимов работы оборудования. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– разработать систему автоматизированного контроля параметров трансформаторной подстанции для дистанционного контроля в режиме реального времени. При ее разработке по результатам расчета электрических нагрузок сделать вывод о возможности дальнейшей эксплуатации имеющегося силового оборудования, систем защиты, либо обосновать необходимость их замены, и произвести выбор;

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

– произвести расчет и выбор кабелей 6 кВ от ЛЭП до ТП;

– рассчитать и выбрать кабели до 1 кВ;

– определить параметры защитного контура заземления ТП;

– 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 условий эксплуатации и технических характеристик трансформаторной подстанции считаю

целесообразным и технически возможным оснащение её системой автоматизированного контроля параметров для дистанционного контроля в режиме реального времени.

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ.

2.1 Назначение трансформаторной подстанции.

Электрическая подстанция – это совокупность электрических аппаратов, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.

По назначению все подстанции можно разделить на:

– главные понижающие подстанции (ГПП);

– подстанции глубокого ввода (ПГВ);

– трансформаторные подстанции (ТП);

– распределительные подстанции (РП).

Основным элементом распределительных сетей являются трансформаторные подстанции (ТП). Для облегчения монтажа, обслуживания и ремонта схемы и конструкции ТП унифицированы. ТП предназначены для приема преобразования и распределения электроэнергии. Обязательным элементом ТП является ввод высшего напряжения ВН, понижающий силовой трехфазный трансформатор, распределительное устройство низшего напряжения (РУНН) и комплектные токопроводы, шины, соединяющие все элементы. Приборы и аппараты для коммутации, управления, измерения, защиты и регулирования размещают в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ). Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечение надежной работы электрооборудования. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим корпусом.

2.2 Система электроснабжения.

Система электроснабжения состоит из источников питания и линий электропередач, осуществляющих подачу электроэнергии, понижающих подстанций и связывающих их кабелей, а также токопроводов, обеспечивающих на требуемом напряжении подвод электроэнергии к ее потребителям.

Надежность электроснабжения электроприемников, как правило, должна повышаться при приближении к источникам питания (электростанции, главной понизительной подстанции (ГПП) и т.д.)., и по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы, т.к. авария в мощных звеньях приводит к более тяжелым последствиям, чем в мелких, и охватывает большую зону проектируемого объекта. Систему электроснабжения, в целом нужно строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств котельной после необходимых переключений и пересоединений.

При построении системы электроснабжения следует, как правило, исходить из раздельной работы линий и трансформаторов, так как при этом снижаются уровни тонов короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейной защиты.

Распределение электроэнергии в городских электросетях выполняются по радиальным схемам. Схемы строятся по ступенчатому принципу. Обычно применяют две – три ступени. При большом числе ступеней ухудшается технико-экономические показатели системы электроснабжения, и усложняются условия эксплуатации.

Первой ступенью распределения электроэнергии является сетевое звено между источником питания предприятия (ГПП) и подстанцией глубокого ввода (ПГВ). Подстанцией глубокого ввода – называется подстанция с первичным напряжением от 35 до 220 кВ, выполненная, как правило, по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая питание непосредственно от энергосистемы города и, предназначенная для отдельного объекта, или распределение происходит на напряжении 110 и 220 кВ и между ГПП и РП 10 (6) кВ, если распределение происходило на напряжении 10 (6) кВ.

Второй ступенью распределения электроэнергии является звено внутри сети между РП и РУ вторичного напряжения ПГВ и городскими ТП или же отдельными электроприемниками высокого напряжения; как правило, это звено выполняется при помощи кабелей 10 (6) кВ.

При выборе схемы, аппаратов и устройств распределения электроэнергии следует исходить из наиболее экономичных решений, учитывая при этом категорию надежности электроснабжения, требуемую степень бесперебойности питания электроприемников, последствия, вытекающих из нарушения электроснабжения, возможности и восполнения недовыработки продукции и технологического резервирования.

Выкатные распределительные устройства, как правило, следует принимать в электроустановках с электроприемниками I и II категории, требующие быстрой замены коммутационных аппаратов.

Допускается питание электроприемников по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 суток допускается питание от одного трансформатора.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

2.2.1 Схемы распределения электроэнергии в сетях 10 (6) кВ

На второй и последующих ступенях электроснабжения распределяется на напряжение 10 (6) кВ, в основном по кабельным линиям. Воздушные линии сооружаются редко. Применяются две основные схемы распределения электроэнергии – радиальная и магистральная, в зависимости от числа и взаимного расположения цеховых подстанций, или других электроприемников по отношению их к питающему пункту. При выполнении обе схемы обеспечивают требуемую надежность электроснабжения электроприемников любой категории. Выбор схемы осуществляется на основании технико-экономического сравнения.

Наиболее приемлемой является радиальная схема распределения электроэнергии. Дадим краткую характеристику типов схем.

Радиальная схема электроэнергии применяется главным образом в тех случаях, когда нагрузка рассредоточена от центра питания. Радиальные схемы могут быть двух – и одноступенчатыми. Одноступенчатая схемы применяются на малых предприятиях, где распределяемая мощность и территория невелика.

На больших и средних потребителях применяются как одно, так и двухступенчатые схемы. Одноступенчатые схемы применяются для питания крупных сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные, преобразовательные агрегаты и т.п.) непосредственно от центра питания (ГПП, ПЭЦ и т.п.), а также для питания подстанций от рассредоточенных ПГВ. Для питания небольших подстанций и электроприемников высокого напряжения, как правило, применяются двухступенчатые схемы, так как целесообразно и не экономично загружать основные энергетические центры (ГПП, ТЭЦ) большим числом мелких отходящих линий. Радиальные схемы с числом ступеней более двух громоздки и нецелесообразны, так как усложняются коммутация и защита.

При двухступенчатых радиальных схемах применяются промежуточные распределительные пункты (РП) [2]. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на питаемых от них трансформаторных подстанциях предусматривается глухое присоединение трансформаторов. Иногда трансформаторы присоединяются через выключатель нагрузки или разъединитель.

Распределительные пункты и подстанции с электроприемниками I и II категории питаются, как правило, по двум радиальным линиям, которые работают раздельно каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией. Если каждая питающая линия не рассчитана на полную нагрузку (мощность) РП или подстанции, то принимаются меры по их частичной разгрузке на время послеаварийного режима.

По главе 1.2 [2] допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной двухцепной линии или по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей при соблюдении условий в параграфе 1.2.19 [2].

Для рационального использования оборудования РУ, мощность РП должна выбираться таким образом, чтобы питающие его линии, выбранные по току замыкания или по экономической плотности тока, были полностью загружены (с учетом послеаварийного режима), а число отходящих линий от РП, как правило, должно быть не менее восьми. Не следует выделять для маломощных линий отдельно шкафы РУ.

Наиболее целесообразны и экономичны магистральные схемы. Широкое применение получили схемы блоков трансформатор – магистраль без распределительных устройств на подстанциях с применением комплексных шинопроводов.

В питающих сетях основное применение находят магистрали на токи 1600 А. Магистрали на токи до 1000 А и на 4000 А применяются шинопровод. Главные питающие магистрали, как правило, выполняются в виде закрытых комплектных шинопроводов шина ШМА [2].

Потери напряжения в магистралях должны быть не более 5% исходя из этого длина шинопровода ШМА при номинальной их нагрузке и коэффициент мощности (от 0,7 до 0,8) не должна превышать 220 м на ток 1600 А.

Распределительные сети могут быть выключены магистральными радиальными схемами. Выбираем второй вариант, как наиболее приемлемый по условиям территориального размещения электронагрузок, а так же по условиям среды.

При радиальных схемах на питающих подстанциях предусматриваются распределительные устройства до 1 кВ (комплектные распределительные устройства, сборка, щиты и т.д.), от которых отходит значительное число линий, питающих распределительные пункты или электроприемники крупной или средней мощности. Схема требует установки на подстанциях большого числа коммутационных аппаратов и значительного расхода кабелей. Радиальные распределительные сети выполняются в основном с применением распределительных пунктов или щитов и шкафов станций управления.

2.2.2 Схемы внутреннего электроснабжения в сетях с напряжением до 1 кВ

Для распределения электроэнергии внутри мелких потребителей следует избегать применения многоступенчатых схем. Не следует допускать схем распределения с недогруженным оборудованием (трансформаторы, магистрали, кабели). Питание электроприемников I и II категории по надежности электроснабжения рекомендуется осуществлять от однотрансформаторных комплектных трансформаторных подстанций (КТП).

2.3 Описание существующей схемы электроснабжения

Рассматриваемая трансформаторная подстанция ТП-52 6/0,4 кВ присоединяется глухой отпайкой к ВЛ-6 кВ от существующей ЛЭП на опоре №24 Длина трассы – 6 метров.

Для преобразования высокого напряжения 6 кВ в распределяемое по потребителям низкое напряжение 0,4 кВ на подстанции ТП-52 6/0,4 кВ установлен трансформатор ТМ-400.

Трансформатор масляные серий ТМ-400 предназначен для работы в электросетях напряжением 6 или 10кВ 35 кВ в открытых электроустановках в условиях умеренного климата (исполнение У1 по ГОСТ 15150-69) и служит для понижения высокого напряжения питающей электросети до установленного уровня потребления. Трансформатор помещен в бак с маслом для охлаждения и предотвращения разрушение обмоток трансформатора от внешней среды. Бак снабжен пробкой для взятия пробы масла и пластиной для заземления трансформатора. Напряжение регулируется без возбуждения (переключатель ПБВ). Трансформатор оборудован высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения. Они позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от электрической сети трансформаторе с диапазоном ± 2,5%.

Масса трансформатора ТМ-400 кВА составляет 1890 кг, масса масла 320 кг. Потери холостого хода трансформатора ТМ-400 кВА 830 Вт. Потери короткого замыкания 5500 Вт. Напряжение короткого замыкания 4.5 %. Ток холостого тока 2,1 %. Габаритные размеры ТМ 400: 1750х1050х1780.

Для оперативных переключений, обесточивания 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 тяг и вала. Вращая вал посредством привода ПР-10 (заднего присоединения), производят включение или отключение подвижных ножей. На стороне низкого напряжения 0,4 кВ для отключения каждого из четырех отходящих фидеров установлены Рубильники РПС2/1П с предохранителями на ток 250 А. Рубильник с ручным приводом зависимого 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 ЗРУ 6кВ расположена одиночная секция шин.

На подстанции предусмотрены следующие виды защит:

1) для защиты трансформатора:

Предохранитель ПК-10-50;

2) для защиты фидеров №1-4 предохранители ПН-2-250 в составе рубильник РПС2/1П;

3) для защиты фидера № 5 – автоматический выключатель D100 3P.

Вывод по разделу 2: по результатам расчетов элементов защиты для оснащения трансформаторной подстанции системой автоматизированного контроля параметров необходимо осуществить выбор и замену существующих аппаратов защиты на более современные, которые позволят обеспечить непрерывный контроль состояния и режима работы всех элементов энергосистемы.

3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 / 6 кВ

Для определения объема модернизации необходимо произвести расчет электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок - выбор и проверку электрооборудование системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

При определении электрических нагрузок необходимо учитывать режим работы, мощность, напряжение, род тока электроприемников.

По режиму работы электроприемники делятся на три группы, для которых предусматривается три режима работы:

– продолжительный;

– кратковременный;

– повторно – кратковременный.

Длительно, с неизменной или мало изменяющейся нагрузкой, работают электроприводы вентиляторов, насосов. По напряжению все электроприемники делятся на две группы:

– электроприемники, которые могут получать питание непосредственно от сети 6 и 10 кВ;

– электроприемники, питание которых экономически целесообразно на напряжении 380 (660) В.

По роду тока:

– от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц);

– от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты;

– от сети постоянного тока.

В проектировании систем электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок, которые подразделяются на основные и вспомогательные.

Методы расчета по:

– установленной мощности и коэффициенту спроса;

– средней мощности и отношению расчётной нагрузки от средней (статистический метод);

– средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;

– 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 площади.

Метод упорядоченных диаграмм относится к основным методам расчета электрических нагрузок. Для их определения необходимо знать установленную мощность $P_{ном}$ группы электроприемников и коэффициентов мощности cos(φ) и использования $K_и$ данной группы, определяемых по справочным материалам.

Следует отметить, что расчет нагрузок по любому методу не может быть достаточно точным из-за возможных изменений технологических процессов и неточности расчетных коэффициентов. Поэтому при расчете допускают погрешность ± 10%.

3.1 Модели электрических нагрузок индивидуального жилого сектора.

Основными потребителями электроэнергии являются индивидуальные жилые дома разных стандартизированных типов и различные виды коттеджей. Для их различных типов определены основные 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:

1-я модель (табл. 2) предполагает наиболее низкий уровень электрификации быта населения (наличие небольшого количества электробытовых приборов). Как правило, это постройки старого типа с количеством жителей 1 – 3 человека.

Таблица 2 – Первый уровень электрификации быта

Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max}, кВт
Освещение	0,25	400	100	
Телевизор	0,18	600	110	
Кипятильник	0,6	110	66	
Утюг	1,0	52	52	
Электроплитка	1,0 <*>	365	140	
Итого	3,0		468	1,2

<*> Коэффициент использования – 0,38.

2-я модель (табл. 3) предполагает уровень электрификации, предусматривающий традиционный дом, жители которого пользуются основными электробытовыми машинами и приборами.

Таблица 2 – Второй уровень электрификации быта

Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max}, кВт
Освещение	0,6	860	516	
Приемник	0,02	1000	20	
Телевизор	0,18	2000	360	
Компьютер	0,025	1000	25	
Холодильник	0,15	3200	480	
Электрический насос для воды	0,22	180	40	
Пылесос	0,55	160	88	
Кипятильник	1,0	100	100	
Стиральная машина	1,0	150	150	
Кухонный комбайн	0,2	30	6	
Утюг	1,0	150	150	
Соковыжималка	0,13	180	23	
Электроплитка	1,0	548	548	
Итого	6,075		2506	2,8

3-я модель (табл. 4) показывает уровень электрификации жилого сектора, предполагающий оснащение современными бытовыми аппаратами и приборами (стиральная машина с нагревом воды, многофункциональный пылесос и др. приборы и машины с множественными операциями), а также наличие нескольких одноименных приборов (телевизоры, компьютеры и пр.).

Таблица 4 – Третий уровень электрификации быта (Современная застройка)

Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max}, кВт
Освещение	0,7	1000	700	
Приемник	0,04	1000	40	
Телевизор	0,25	2000	500	
Компьютер	0,025	1000	25	
Холодильник	0,2	3200	640	
Электрический насос для воды	0,4	180	72	
Пылесос	1,3	80	104	
Кипятильник	1,0	100	100	
Стиральная машина	2,7	150	405	
Кухонный комбайн	0,2	30	6	
Утюг	1,0	150	150	
Соковыжималка	0,13	180	23	
Электроплитка	2,0	350	700	
Итого	9,94		3465	5,5

4-я модель (табл. 5) предполагает уровень электрификации жилого сектора, включающий наряду с современными агрегатами и приборами мощную бытовую электроплиту.

Таблица 5 – Четвертый уровень электрификации быта (Третий уровень + мощная плита)

Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	P_{max}, кВт
1	2	3	4	5
Освещение	0,7	1000	700	
Приемник	0,04	1000	40	
Телевизор	0,25	2000	500	
Компьютер	0,025	1000	25	
Холодильник	0,2	3200	640	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Электрический насос для воды	0,4	180	72	
Пылесос	1,3	80	104	
Кипятильник	1,0	100	100	
Стиральная машина	2,7	150	405	
Кухонный комбайн	0,2	30	6	
Утюг	1,0	150	150	
Соковыжималка	0,13	180	23	
Электроплитка	5,0	314	1570	
Итого	12,945		4335	8,0

В 3 и 4 моделях наибольшая установленная мощность (сотв. 9,94 и 13,0 кВт) образуется за счет освещения, пылесоса, стиральной машины, электроплиты маломощной электроплитки.

Наибольший объем электропотребления приходится на:

– 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.

Таблица 6 – Пятый уровень электрификации быта – коттеджи.

	S = 100 кв. м			S = 200 кв. м			S = 300 кв. м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Процесс, прибор	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	$P_{уст}$, Вт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт×ч	$P_{уст}$, кВт	$Ч_{исп}$, ч	$W_{год}$ кВт ×ч
Освещение	1,5	1220	1830	3	1000	3000	4,5	900	4050
Приемник	0,04	2500	100	0,04	2500	100	0,04	2500	100
Телевизор	0,25	2000	500	0,3	2000	600	0,04	1500	600
Компьютер	0,025	1000	25	0,025	1000	25	0,025	1000	25

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Холодильник	0,2	3200	460	0,2	3200	640	0,2	200	640
Электрический насос для воды	0,4	180	640	0,4	250	100	0,4	250	100
Пылесос	1,3	80	104	1,3	90	117	1,3	100	130
Стиральная машина	2,7	150	405	2,7	160	420	2,7	107	459
Кухонный комбайн	0,2	30	6	0,2	30	6	0,2	30	6
Утюг	1,0	150	150	1,0	150	150	1,0	170	170
Соковыжималка	0,13	180	23	0,13	180	23	0,13	180	23
Электроплитка	2,0	350	700	2,0	350	700	1,0	200	200
Шашлычница	1,0	180	180	1,0	180	180	1,0	120	240
Фритюрница	2,0	100	200	2,0	100	200	1,0	150	150
Гриль	1,0	100	100	1,0	100	100	1,0	150	150
Тостер	0,65	100	65	0,65	100	65	0,65	120	78
Печь СВЧ	1,5	100	150	1,5	100	150	1,5	100	150
Итого	15,895		3465	17,45		6576	16,68		7271

Основные тепловые процессы – отопление, горячее водоснабжение помещений – обеспечиваются централизованным газоснабжением в установленных на местах газовых тепло – и водо – грейных установках .

Установленная мощность приборов меняется незначительно: от 13,9 кВт для 100 кв. м до 17 кВт для 300 кв. м.

Объемы потребления электроэнергии изменяются в больших пределах:

– для сезонного проживания – от 2700 до 3900 кВт×ч;

– при постоянном проживании – 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.

Составим перечень потребителей, получающих электропитание от модернизируемой подстанции, и дадим его краткую техническую характеристику. Для наглядности эти данные сведем в таблицу 7.

Расчет производим методом коэффициента спроса. Метод коэффициента спроса относится к основным методам расчета электрических нагрузок. Для их определения необходимо знать установленную мощность $P_{ном}$ группы электроприемников и коэффициента мощности cos φ и спроса K_c данной группы, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку определяют по формулам

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

$$Q_p = P_p \times tg\varphi;$$

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

где tgφ соответствует cos φ 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 7 – Энергопотребление потребителей, подключенных к подстанции ТП-52.

Потребитель	$K_{потр}$	K_c	$P_{ном}$, кВт	cos φ	tg φ	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	$S_р$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Первый уровень электрификации быта	54	0,35	1,2	0,9	0,42	20,41	8,57	22,14
Второй уровень электрификации быта	86	0,35	2,8	0,9	0,42	75,85	31,86	82,27
Третий уровень электрификации быта	112	0,3	5,5	0,9	0,42	166,32	69,85	180,39
Четвертый уровень электрификации быта	103	0,25	8,0	0,9	0,4	185,40	74,16	199,68

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пятый уровень электрификации быта	47	0,2	9,2	0,9	0,34	77,83	26,46	82,21
Итого	402					525,82	210,91	566,69

Таким образом, общая максимальная потребляемая мощность нагрузки за наиболее загруженное время составляет 566,69 кВ×А, максимальный потребляемый расчетный ток 1416,7 А.

Вывод по разделу 3: по результатам расчета нагрузок необходимо произвести расчет устройств для компенсации реактивной мощности и выбор трансформаторов для питающей подстанции.

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Рабочий режим электроприемников характеризуется определенными значениями потребляемой активной и реактивной мощности. Активная мощность генерируется только электрическими станциями, а реактивная мощность вырабатывается не только генераторами электрических станций, 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.

К основным компенсирующим устройствам, применяемым в качестве средств повышения коэффициента мощности, относиться: косинусные конденсаторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, выпрямители с опережающим углом сдвига фаз тока относительно напряжения, новые 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.

Расчет, произведенный в программе «MathCAD», представлен в приложении Б.

Вывод по разделу 4: по результатам расчета реактивной мощности коэффициент мощности cos φ = 0,92 соответствует нормативному, следовательно, компенсация реактивной мощности не требуется.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 кВ С ТЕХНИКО – ЭКОНОИМЧЕСКИМ СРАВННИЕМ

5.1 Выбор типа трансформатора

Типы и исполнения трансформаторов выбираются с учетом условий их установки, охлаждения, температуры состояния окружающей среды. Для цеховых подстанций с первичным напряжением 6 кВ применяются масляные трансформаторы, трансформаторы сухие и сухие с литой изоляцией, заменяющие трансформаторы с негорючим исполнением.

Для подстанций, устанавливаемых внутри помещений, рекомендуется применение сухих трансформаторов, для встроенных и пристроенных подстанций – масляных при условии выкатки на улицу. Согласно [2] п.4.2.237, где говорится: «…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 подстанциях допускается устанавливать на первом этаже до трех КТП с масляными трансформаторами общей мощностью до 6500 кВ×А. Мощность открыто установленных КТП с масляными трансформаторами допускается до 2×1600 кВ×А.

Основное применение находят двухобмоточные трансформаторы. Число типоразмеров применяемых трансформаторов следует, по возможности, ограничивать, т.к. большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в отношении складского резерва, взаимозаменяемости и ремонта трансформаторов.

5.2 Выбор числа трансформаторов

Выбор числа трансформаторов производится с учетом категории надежности электроснабжения, требующий степень бесперебойности питания электроприемников, последствий вытекающих из нарушения электроснабжения, а также с учетом экономических решений.

Подстанцию с одним трансформатором согласно [2] п.1.2.20 следует применять для питания электроприемников III категории, в частности при двухсменной работе, когда недовыработка продукции за время перерыва питания может быть выполнена работой в третью смену или другими способами. При этом необходимо предусматривать складской резерв трансформаторов и связи на вторичном напряжении для резервирования питания наиболее ответственных нагрузок, в том числе нагрузок I категории, составляющих до 20% всех нагрузок. Наличие этих связей экономично решает вопрос питания в периоды очень малых нагрузок (ночные смены, выходные дни) путем отключения части подстанций.

Наибольшее применение по условиям бесперебойности питания находят двухтрансформаторные подстанции при значительной мощности нагрузок I категории и II категории согласно [2] п.1.2.19

Независимо от требуемой степени бесперебойности питания двухтрансформаторные подстанции целесообразно применять:

– при неравномерном суточном или годовом графике нагрузки, в частности, при наличии сезонных нагрузок или при одно- и двухсменной работе со значительной разницей загрузки смен;

– когда мощность трансформаторов лимитируется условиями их транспорта, высотой помещения и другими соображениями, требующими уменьшения массы или габаритов установленных единиц;

– при расширении подстанций, если окажется нецелесообразной замены существующего трансформатора на более мощный.

При питании потребителей I и II категории от одной подстанции для обеспечения надежности питания необходимо иметь минимум по одному трансформатору на каждой секции шин: при этом мощность трансформаторов должна быть выбрана так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой нагрузки) обеспечивал питание всех потребителей.

Одновременно отметим, что на подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе раздельно. При таком режиме ток короткого замыкания уменьшается в два раза, и облегчаются условия работы аппаратов напряжением до 1000 В. При отключении одного из работающих трансформаторов, второй принимает на себя нагрузку отключившегося в результате включения секционного автомата.

Ввод резервного питания для потребителей I категории должен осуществляться автоматически.

Потребители II категории должны быть обеспечены резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала.

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

Из всего выше сказанного следует вывод, что на ТП-52, от которой снабжаются потребители II и 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.

5.3 Выбор мощности и числа трансформаторов

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.

Оптимальная мощность трансформатора соответствует минимальным приведенным затратам.

При выборе трансформаторов следует учитывать их нагрузочную способность, которая зависит от характера графика нагрузки и от предшествовавшей послеаварийному режиму загрузки трансформатора.

Намечаем два варианта мощности трансформатора.

Исходя из полной расчетной нагрузки с учетом реактивной мощности Sp = 566,69 кВт выбираем:

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

Технические данные трансформатора мощностью 630 кВ×А приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные трансформатора мощностью 400 кВ×А

Тип	$S_{н.т}$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$\Delta P_к$, кВт	$U_к$, %	$I_х$, %	К, руб.
ТМ 400-6/0,4	400	0,9	4,5	5,5	1,8	281100

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

Технические данные приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические данные трансформатора мощностью 630 кВ×А.

Тип	$S_{н.т.}$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$\Delta P_к$, кВт	$U_к$, %	$I_х$, %	К, руб
ТМ 630-6/0,4	630	1,25	7,9	5,5	1,7	371850

в) определим экономически целесообразный режим работы трансформаторов на основании технико-экономических данных, приведенных в таблице 3 и 4. В расчетах принимаем $К_{и.п}$ = 0,05 кВт/кВар (задан энергосистемой). Более экономичными является вариант 2 (трансформатор мощностью 630 кВА): сумма капитальных затрат и эксплуатационных издержек по второму варианту меньше на 190 тыс. руб. Исходя из результатов сравнительного технико-экономического расчета, принимается к установке один трансформатор типа ТМ 630-6/0,4 и соответствующая ему комплектная трансформаторная подстанция типа КТП–ТВр(К)–1×630. Технические характеристики и параметры комплектной трансформаторной подстанции (КТП) типа КТП–ТВр (К)–1×630 контейнерного типа производства Курганского электромеханического завода приведены в таблице 9.

Таблица 9 – 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	0,4

низкого напряжения, кВ	
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

Выводы по разделу 5: по результатам сравнительного технико-экономического расчета, принимается решение по установке одного трансформатора типа ТМ 630-6/0,4 и соответствующей ему комплектной трансформаторной подстанции типа КТП–ТВр(К)–1×630.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Общие сведения

Большая часть аварий в электрических системах вызывается короткими замыканиями. Во многих случаях короткие замыкания сопровождаются повреждениями электрооборудования и частичным или полным расстройством электроснабжения потребителей.

Основной причиной короткого замыкания является нарушение изоляции токоведущих частей электрических устройств, что возможно вследствие естественного старения (износа) изоляции, своевременно не выявленного путем профилактических испытаний изоляции, а также каких-либо повреждений ее в процессе работы электрооборудования.

Механические повреждения изоляции имеют место повреждений силовых кабелей во время раскопок траншей и т.п.

Повреждение изоляции возможны и при перенапряжениях, если их величина превышает испытательное напряжение изоляции электрооборудования, например, при прямых ударах молнии в провода воздушных линий или открытых распределительных устройств.

К коротким замыканиям могут приводить ошибочные действия эксплуатационного персонала при невыполнении им правил технической эксплуатации, эксплуатационных инструкций и правил по технике безопасности. Короткие замыкания возможны также вследствие перекрытия голых токоведущих частей животными и птицами. Короткими замыканиями (К.З.) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрического соединения различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводах, примыкающих к месту соединения (иначе – точке короткого замыкания), резко возрастает превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Расчеты токов короткого замыкания выбора аппаратов и проводников, их электродинамической стойкости при коротком замыкании, для 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 Порядок выполнения расчетов

Для выбора электрооборудования, аппаратов, кабелей необходимо знать токи короткого замыкания. При этом достаточно уметь определять ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения. При расчете определяют периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для решения большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений.

Расчет токов при трехфазном коротком замыкании выполняется в следующем порядке:

– для рассматривания установки составляют расчетную схему;

– по расчетной схеме составляют электрическую схему замещения;

– путем постоянного преобразования схему замещения приводят к простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением (Z рез);

– определяют начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания ($I_к''$) и затем ударный ток короткого замыкания ($i_у$) и при необходимости периодическую и апериодическую составляющие тока короткого замыкания для заданного момента времени.

6.3 Расчетные условия короткого замыкания

Расчетам токов короткого замыкания должны предшествовать анализ схемы электросети и соединение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается тот или иной ее элемент. Эти условия находят отражение в расчетной схеме. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электроаппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям короткого замыкания, а также устройствами релейной защиты, для которых рассчитываются уставки срабатывания и проверяется чувствительность.

В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные и асинхронные двигатели напряжением выше 1 кВ, имеющие небольшую электрическую удаленность от расчетной точки короткого замыкания, а также трансформаторы, реакторы, токопроводы, воздушные и расчетные линии связывающие источники питания местом порожного замыкания.

На схему наносятся все данные, необходимые для расчета, а именно номинальное напряжение, номинальные мощности, величины сопротивлений, длины линий.

На расчетной схеме указываются также точки, для которых следует найти величины токов короткого замыкания.

Токи короткого замыкания будем считать исходя из условий, что короткие замыкания происходят в цепи, питающейся от системы бесконечной (неограниченной) мощности.

Такой электрической системой бесконечной мощности условно считают такую относительно мощную систему, напряжение на шинах которой можно практически считать неизменной при любых изменениях тока в присоединенной к ней маломощной цепи.

6.4 Составление схемы замещения для расчета трехфазных коротких замыканий.

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 сопротивление 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.

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.

При пересчете сопротивлений на Uб пользуются известными формулами пересчета

– трансформатор

$$x_{тб} = U_{К\%} \times U_б^2 / 100 \times S_{НТ};$$

– реактор

$$x_{LRб} = (x_{LR\%} \times U_б / 100 \times \sqrt{3} \times I_{HLR}) \times (U_{HLR} / U_{Н\ уст});$$

– линии

$$x_{лб} = x_л \times (U_б^2 / U_{нл}^2),$$

причём $x_л = x \times l$,

где l – длина линии, км;

x – индуктивное сопротивление линии, Ом / км.

Исходя из всего выше сказанного, составляем схему замещения (рис. 5.2)

Принимаем $U_б = 6{,}3$ кВ и находим базисные сопротивления:

$$x_{1б} = x_{3б} = x_{тб} = U_{К\%} \times U_б^2 / 100 \times S_{НТ} = 10{,}63 \times 6{,}3^2 / 100 \times 40 = 0{,}106 \text{ Ом}$$

$$x_{2б} = x_{4б} = x_{LRб} = (x_{LR\%} \times U_б / 100 \times \sqrt{3} \times I_{HLR}) \times (U_{HLR} / U_{Н\ уст})$$

$$x_{2б} = (8 \times 6{,}3 / 100 \times \sqrt{3} \times 2) \times (10 / 6) = 0{,}243 \text{ Ом}$$

где $x_{LR\%} = 8$ – согласно [11],

$$x_{LR\Sigma} = 0{,}486 \text{ Ом},$$

$$x_{5б} = x_{6б} = x_{L5\,6б} = x_л \times (U_б^2 / U_{нл}^2) = 0{,}08 \times 1{,}32 \times (6{,}3^2 / 6^2) = 0{,}116 \text{ Ом}.$$

При определении $X_{рез}$ в точке $К_1$ соединение сопротивлений схемы следует производить, идя по пути прохождения токов короткого замыкания. В данном случае токи короткого замыкания от трансформатора пойдут по сопротивлениям X_{10} остальные сопротивления схемы при коротком замыкании в точке $К_1$ останутся в стороне.

$$x_7 = x_8 = x_1 + x_2 = x_3 + x_4 = 0{,}106 + 0{,}486 = 0{,}592 \text{ Ом},$$

$$x_9 = x_5\, x_6 / (x_5 + x_6) = 0{,}116 \times 0{,}116 / (0{,}116 + 0{,}116) \text{ Ом},$$

$$x_{10} = x_7\, x_8 / (x_7 + x_8) = 0{,}592 \times 0{,}592 / (0{,}592 + 0{,}592) = 0{,}296 \text{ Ом},$$

$$x_{рез\,(К1)} = x_{10} = 0{,}296 \text{ Ом}.$$

Дальше ток короткого замыкания идет через сопротивления X_9, – отсюда следует (рис. 7.2 (в)) $X_{рез}$ в точке $К_2$ равна:

$$X_{рез\,(К2)} = X_{10} + X_9 = 0{,}296 + 0{,}058 = 0{,}354 \text{ Ом}.$$

Найдя $X_{рез}$ в данных точках короткого замыкания, можно пользуясь законом Ома, найти величину тока короткого замыкания в этих точках.

Так как при трехфазном коротком замыкании все фазы находятся в одинаковом положении (условие), то определение тока короткого замыкания производится для одной фазы, в котором действует $U_ф$, т.е. по закону Ома найдем величину тока короткого замыкания в точке $К_1$

$$I_к''(К_1) = U_н / \sqrt{3} \times X_{рез}(К_1) = 6{,}3 / \sqrt{3} \times 0{,}296 = 12{,}28 \text{ кА}$$

Величина тока короткого замыкания зависит от напряжения в данной точке.

При сопоставлении результатов расчета в разных точках схемы, имеющих различные номинальные напряжения, простое сравнение токов короткого замыкания в этих точках не дает представления о влиянии сопротивлений на величину тока короткого замыкания.

Поэтому вводится условное понятие – мощность короткого замыкания

$$S = \sqrt{3} \times U_{нф} \times I''_к$$

Сравнение мощностей короткого замыкания в различных точках схемы дает наглядное представление о влиянии сопротивлений на результаты расчета токов короткого замыкания

Для точки $К_1$

$$S_к\,(К_1) = \sqrt{3} \times 6{,}3 \times 12{,}28 = 134 \text{ мВт}.$$

Определение тока и мощности короткого замыкания в заданной точке необходимо проводить для реальных условий, т.е. расчет следует вести для

реального напряжения в этой точке и при результирующем сопротивлении, отнесенном к этому реальному напряжению.

В только что рассмотренном случае это условие полностью соблюдено, потому что

$$U_н (К_1) = U_б = 6,3 \text{ кВ}.$$

Аналогично определим ток короткого замыкания и мощность короткого замыкания для точки К2

$$I''_к (К_2) = I_н / \sqrt{3} \times X_{рез} (К_2) = 10,28 \text{ кА}.$$

$$S_к (К_2) = \sqrt{3} \times U_{нф} I_к = 112,15 \text{ мВ}\times\text{А}.$$

Сравнивая результаты расчета токов короткого замыкания в точках $К_1$ и $К_2$, видим, что во второй точке мощности короткого замыкания снизилась за счет дополнительного сопротивления X_3.

6.5 Определение ударного тока ($i_у$)

Ударный ток ($i_у$) определяется по следующей формуле, согласно методике показанной в [2]

$$i_у = К_у \times \sqrt{2} \times I''_к,$$

где $К_у$ – ударный коэффициент, $К_у = 1,8$.

Для удобства расчёта эту формулу заменяют другой

$$i_у = 2,55 \times I''_к$$

Тогда:

для точки $К_1$

$$i_у (К_1) = 2,55 \times I''_к (К_1) = 2,55 \times 12,28 = 31,31 \text{ кА}$$

для точки $К_2$

$$i_у (К_2) = 2,55 \times I''_к (К_2) = 2,55 \times 10,28 = 26,21 \text{ кА}$$

Для наглядности все полученные значения сведём в таблицу 10

Таблица 10 – Расчёт токов короткого замыкания

Расчётные формулы	$К_1$	$К_2$	$К_3$
$I_к = U_н / \sqrt{3} \times X_{рез}$	2,784 кА	2,874 кА	10,828 кА
$S_к = \sqrt{3} \times U_{нер} \times I''_к$	1,929 мВ × А	1,991 мВ × А	7,502 мВ × А
$I_у = 2,55 \times I''_к$	3,938 кА	4,064 кА	15,314 кА

Вывод по разделу 6: для оценки надежности и безопасности эксплуатации оборудования трансформаторной подстанции выполнены расчеты токов короткого замыкания, определен ударный ток.

7. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ КАБЕЛЕЙ 6 кВ от ЛЭП до КТП ЦТП

7.1 Выбор способа прокладки

Кабели широко применяются в электроустановках.

Надежность и экономичность электроснабжения в значительной степени зависит от выбранной системы распределения электроэнергии по каналам кабельными линиями.

Правильно выбранная система канализации электроэнергии должна предопределять 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 в соответствии с [2] 2.3 выбираем воздушный способ прокладки кабелей.

Это наиболее простой и наименее трудоемкий способ прокладки кабелей. Этот способ рекомендуется при количестве кабелей в потоке не более шести, что соответствует требованиям [2].

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 КТП – 6 кВ

Выбираем кабель ААШв – силовой кабель с алюминиевыми жилами, с пропитанной маслоканифольным составом изоляцией, с алюминиевой оболочкой, с защитным покровом типа Шв. Предназначен для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках на напряжении 6 кВ частоты 50 Гц.

Определим экономное сечение:

$$g_э = I_{норм} / j_э$$

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

$$I_{норм} = I_{тр.в} + 2 \times I_{н.тр.р}$$

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

Нагрузка п/ст. №1. В работе находится один трансформатор.

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

$$I_{норм} = 60,64 + 2 \times 48,6 = 157,84 \text{ А},$$

Следовательно

$$g_э = 157,84 / 1,6 = 98,65 \text{ мм}^2.$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока,

$j_э$ = 1,6 – при числе часов использования max нагрузки в год.

Принимаем (3×120), $I_{доп}$ на один кабель:

$$I_{доп} = 220 \text{ А}$$

Поправочный коэффициент на температуру воздуха $К_2 = 0,87$, тогда проведем проверку по допускаемому току

$$I_{доп} = К_2 \times I_{доп.ном}$$

$$I_{доп} = 0,87 \times 220 = 191,4А > 157,84\ А$$

т. е. кабели проходят по допустимому току.

7.3 Электродинамическое действие токов короткого замыкания

Из курса «Теоретические основы электромеханики» известно, что система проводников при протекании по ним токов испытывают электродинамическое воздействие сопровождающаяся значениями механическими повреждениями.

При одинаковом направлении тока проводники притягиваются, а если токи направлены в противоположные стороны, то отталкиваются.

Взаимодействие проводников существенно возрастает в режиме короткого замыкания, когда полный ток короткого замыкания достигает своего наибольшего значения – ударного.

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при проникании по ним тока короткого замыкания, все элементы токоведущей конструкции должны обладать достаточной электродинамической стойкостью.

Под электродинамической стойкостью понимают обычно способность аппаратов или проводников выдерживать механические усилия, возникающие при протекании токов короткого замыкания, без деформации, препятствующих их дальнейшей нормальной работе.

Для электроаппаратов завод-изготовитель указывает гарантийный ток короткого замыкания, при котором обеспечивается электродинамическая стойкость. Чаще всего в каталогах на оборудование задается мгновенное значение тока электродинамической стойкостью $i_{дин}$ (или i_{max}). При выборе аппаратов гарантированный заводом – изготовителем ток сравнивается с расчетным ударным током короткого замыкания. Должно быть выполнено условие

$$i_{дин} \geq i_у$$

Согласно ПУЭ на электродинамическую стойкость не проверяют аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на ток до 60 А, а также аппараты и шин цепей трансформаторов напряжения в отдельной камере.

Не рассчитывают механические напряжения от электрического взаимодействия в гибких проводах. Однако при ударных токах более 50 кА такие провода требуются проверять на схлёстывание.

7.4 Термические действия токов короткого замыкания

При протекании тока короткого замыкания температура проводника повышается. Длительность процесса короткого замыкания обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаваться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника.

Поскольку ток короткого замыкания значительно превышает ток рабочего режима, нагрев проводника может достигать опасных значений, приводя к плавлению токоведущих частей и т.п.

Критерием термической стойкости проводника является температура его нагрева тока короткого замыкания. Поэтому проводник или аппарат следует считать термически стойким, если его температура в процессе короткого замыкания не превышает допустимых величин.

При выборе электроаппаратов обычно не требуется определять температуру токоведущих частей, поскольку завод-изготовитель по данным специальных испытаний и расчетов гарантирует время и среднеквадратичный ток термической стойкости.

Другими словами в каталогах приводится значение гарантированного импульса среднеквадратичного тока короткого замыкания, который выдерживается аппаратом без повреждений, препятствующих дальнейшей нормальной работе.

В ПУЭ и руководящих указаниях оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять проводники и аппараты на термическую стойкость при коротком замыкании. Это касается проводов воздушных линий при отсутствии на них быстродействующего АПВ, аппаратов и проводников цепей, защищенных плавкими предохранителями, проводников цепей трансформаторов напряжений и в некоторых других случаях.

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

$$I_{дл.доп} \geq I_р / К_1 \cdot К_2,$$

где $I_р$ – расчетный ток нагрузки, А;

$К_1$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$К_2$ – поправочный коэффициент на число рядом проложенных кабелей.

7.5.1 Проверка кабеля марки ААШв – 6 – 2 (3×120) мм^2.

Минимальное сечение жил кабеля от ЛЭП – 6 кВ до ЦРП – 6 кВ подстанции, отвечающие требованию его термической стойкости при коротком замыкании определяется

$$g_{min} = \sqrt{Вк} \ / \ C,$$

где $B_к$ – расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания, А;

С – функция тока, времени действия короткого замыкания и сечения кабеля (определяется из таблицы для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией).

При U = 6 кВ, С = 75

$$B_к = I''_{к1} \times t_т$$

где $I''_{к1}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке $К_1$, А;

$t_Т$ – время действия токов короткого замыкания.

$$t_Т = t_З + t_В,$$

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

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

Тогда $t_Т$ = 1 с.

$$B_к = 8380^2 \cdot 1 = 70{,}253 \text{ кА}^2\text{с},$$

тогда

$$g_{min} = \sqrt{70{,}253 \times 10^6} \ / \ 75 = 93{,}67 \text{ мм}^2.$$

Таким образом:

$$g_{min} = 93{,}67 \text{ мм}^2 < 120 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, выбираем один трёхжильный кабель сечением 120 мм².

Вывод по разделу 7: по результатам расчетов выбираем основной питающий кабель типа ААШв сечением 120 мм^2.

8 ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ НАРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Силовые и осветительные электропроводки напряжением до 1000 В переменного и постоянного тока выполняются изолированными проводами всех сечений, а также небронированными кабелями сечений до 16 мм^2 с резиновой и пластмассовой изоляцией.

Внутренние электропроводки могут быть выполнены:

– 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. Их выбор необходимо производить, руководствуясь таблицей 1.3.3 [2].

Согласно всего выше сказанного, выбираем для электропроводки провод марки ВВГ. Провод с алюминиевой жилой, с ПВХ изоляцией. Используется для монтажа вторичных цепей, прокладки в трубах, пустотных каналах несгораемых конструкций и 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 ВВГ в зависимости от длительной допустимой нагрузки.

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6 кВ

9.1 Выбор разъединителей.

9.1.1 Общие сведения.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительными токами, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединители создают видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратом, выведенным в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. контактная система не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного тока нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному короткому замыканию, к несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителя цепь должна быть разомкнута выключателем. В установках небольшой мощности разрешается отключать разъединители ненагруженные трансформаторы, включенный и отключенный нагрузочный ток линии до 15 А при напряжении 10 кВ и ниже, отключенный (в определенных пределах) зарядный ток воздушных и кабельных линий и ток короткого замыкания на землю. При этом предполагается наличие трехполосных разъединителей (типа РЛНД)

9.1.2 Выбор разъединителей.

Выбор производится в следующем порядке:

– по напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

– по току;

$$I_{норм} \leq I_{ном},$$

– по конструкции и роду установки;

– по электродинамической стойкости,

$$i_у \leq i_{пр.с}; \qquad I''_к \leq I_{пр.с},$$

где $i_{пр.с}$, $I_{пр.с}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда и действующее значение).

Проверка по термической стойкости

$$B_к \leq I^2_{тер} \times t_{тер},$$

где $B_к$ – не силовой импульс (расчетный),

$I^2_{тер}$ – предельный ток термической стойкости,

$t_{тер}$ – длительность протекания предельного тока термической нагрузки

Проверка шинного разъединителя РЛНД – 10/400 У3

– по напряжению установки

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

$$6 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

Условие выполнено.

– по току

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

$$72{,}5\ А < 400\ А.$$

Условие выполнено.

Для внутренних установок и в целях безопасности рекомендуется выбирать разъединители только в трехполосном исполнении, так как при однополосном исполнении разъединителя, могут привести к случайному контуру емкости и индуктивности (катушка со стальным сердечником) и вызывать феррорезонанс со всеми неприятными последствиями и т.д.

Трёхполосные разъединители выполняются на отдельных рамок для каждого полюса объединенным общим валом, связанным с приводом разъединителя типа ПР – 10 (ручной рычажной привод). На токи до 1000 А нож разъединителя изготавливается из двух медных полос. Наилучшим использованием материала при больших токах будут коробчатого сечения, а ножи разъединителя – корытообразной формы. Этот разъединитель рубящего типа нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов, движение ножу передается от вала через фарфоровые тяги, необходимое давление в контактах создается пружинами.

Проверка по электродинамической стойкости

$$i_у = 15{,}314\ кА,$$

$$i_{пр.с} = 52\ кА,$$

$$i_у \leq i_{пр.с},$$

$$26{,}21\ кА \leq 52\ кА,$$

$$I''_к = 10{,}828\ кА$$

$$I_{пр.с} = 20\ кА,$$

$$I''_к \leq I_{пр.с},$$

$$10{,}828 < 20\ кА.$$

Условие выполняется.

Проверка по термической стойкости

$$B_к = 105{,}7\ кА^2с,\ I_{тер} = 20\ кА,\ t_{тер} = 4\ сек.$$

$$B_к \leq I^2_{тер} \times t_{тер},$$

$$105{,}7\ кА^2с < 20^2 \cdot 4\ кА^2с.$$

Условие выполняется.

Делаем вывод, что разъединитель РЛНД-6/400 У3 удовлетворяет условиям.

9.1.3 Выбор выключателей на высокой стороне 6 Кв

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электроустановках, он служит для отключения и включения в цепи любых режимов: длительная нагрузка, перегрузка, короткого замыкания, холостого тока, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включения на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

– надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

– быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

– пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

– легкость ревизии и осмотра контактов;

– взрыво – и пожаробезопасность;

– удобство транспортировки и эксплуатации.

9.1.4 Выбор выключателей

В общих сведениях о выключателях рассмотрены параметры, которые характеризуют выключатель по ГОСТ 687-78 Е.

Произведем проверку выключателя ВМП–10–630–20 У3 (маломасляный выключатель).

Проверку допустимо производить по важнейшим критериям:

– по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$;

– по отключающей способности.

Найдем максимальный ток

$$I_{раб.max} = S_р / \sqrt{3} \times \eta \cos\varphi \times U_н,$$

где $S_р$ – мощность, кВт;

$$\eta = 0{,}95 \quad \cos\varphi = 0{,}88$$

$$I_{раб.max} = 630 / \sqrt{3} \times 0{,}95 \times 0{,}88 \times 6 = 72{,}5 \text{ А}.$$

– по напряжению

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

Условие выполнено.

– по длительному току

$$I_{раб.max} = 72{,}5 \text{ А}, I_{ном} = 630 \text{ А} – \text{по каталогу}$$

$$I_{раб.max} \leq I_{ном} \quad 72{,}5 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

Условие выполнено.

– по отключающей способности

$$I''_к \leq I_{дин} \qquad i''_у \leq i_{дин}$$

$$I''_к = 10{,}28 \text{ кА} \qquad i''_у = 26{,}21 \text{ кА}$$

$$I_{дин} = 20 \text{ кА} \qquad i_{дин} = 52 \text{ кА}$$

$$10{,}28 \text{ кА} < 20 \text{ кА} \qquad 26{,}21 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

Условие выполнено.

– найдём время τ от начала короткого замыкания до расхождения контактов

$$\tau = t_{3min} + t_{СВ},$$

где t_{3min} – минимальное действие релейной защиты, $t_{3min} = 0{,}01$ с;

$t_{СВ}$ – собственное время выключателя на отключение, $t_{СВ} = 0{,}09$ с;

тогда

$$\tau = 0{,}01 + 0{,}09 = 0{,}1 \text{ с}.$$

Проверим выключатель на симметричный ток отключения

$$I''_{к}\tau \leq I_{отк}$$

и на возможность отключения апериодической составляющей i, τ.

$I''_{к}\tau$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания во время τ.

По кривой $\beta_{ном} = f(\tau)$ и по найденному значению τ = 0,1 сек, определим

$$\beta_{ном} = 75\%$$

$\beta_{ном}$ – номинальное процентное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения, в соответствии с ГОСТ 687-78.

Расчётное значение β, т. е. содержание $i_{a\tau}$ определяется

$$\beta = i_{a\tau} / \sqrt{2} \times I''_{к} \times \tau \times 100$$

Определим значение токов i_a и $I''_{к}\tau$ (периодическая составляющая тока короткого замыкания) в момент времени τ найдем по формуле

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I''_{к} \times \exp(-\tau / T_{a.c}) + \sqrt{2} \times I''_{д} \times \exp(-\tau / T_{a.д})$$

Из вышесказанного знаем

$$T_{a.c} = 0{,}03 \text{ с}, \quad T_{a.д} = 0{,}04 \text{ с}.$$

Тогда получаем

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times 1028 \times \exp(-0{,}1 / 0{,}03) + \sqrt{2} \times 0{,}4 \times \exp(-0{,}1 / 0{,}04) = 0{,}63 \text{ кА}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент времени τ находится

$$I''_{к}\tau = I''_{кс}$$

Следовательно

$$I''_{к}\tau = I''_{кс} = 10{,}28 \text{ кА}.$$

Тогда найдем значение β

$$\beta = 0{,}63 / \sqrt{2} \times 10{,}28 \times 100\% = 3{,}6\ \%.$$

Теперь проверим на выполнение условий

$$I''_{к}\tau \leq I_{отк}; \qquad \beta \leq \beta_{ном}$$

где $I_{отк}$ – номинальный ток отключения, $I_{отк} = 20$ кА

$$I''_{к}\tau \leq I_{отк}; \qquad \beta \leq \beta_{ном}$$

$$10{,}28 \text{ кА} < 20 \text{ кА} \qquad 3{,}6\% < 75\%$$

Следовательно, проверка на симметричный ток отключение дала положительный результат.

– по включающей способности

Для этого достаточно выполнения условия

$$I''_к \leq I_{вкл}; \qquad i_у \leq I_{н.вкл}$$

где $I_{вкл}$ – наибольший пик тока включения – по каталогу, $I_{вкл}$ = 20 кА;

$I_{н.вкл}$ – номинальный ток включения – действующее значение периодической составляющей, $I_{н.вкл}$ = 52 кА;

$$10{,}28 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \qquad 26{,}5 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

Условие выполнено.

На термическую стойкость выключения проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока короткого замыкания и найденным в каталоге значениям Iт и tт

$$\beta_к \leq I^2_т \times t_т,$$

где $I_т$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, $I_т$ = 20 кА;

$t_т$ – длительность протекания тока термической стойкости, $t_т$ = 4 с;

$\beta_к$ = 105,7 кА²с.

$$105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} \leq 20^2 \times 4 \text{ кА}^2\text{с}; \quad 105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} < 1600 \text{ кА}^2\text{с}$$

Условие выполнено.

9.1.5 Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее, удобных измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [4].

Трансформаторы тока проверим по следующим параметрам

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

– по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном}; \; I_{max} \leq I_{1ном}$$

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

– по инструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости

$$iy \leq К_{эд} \sqrt{2} \times I_{1ном}, \; i_у \leq i_{дин}$$

где $i_у$ – ударный ток короткого замыкания по расчету;

$К_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

– по термической стойкости

$$В_к \leq (К_т \cdot I_{1ном})^2 \, t_{тер}, \; В_к \leq I^2_{тер} \, t_{тер},$$

где $В_к$ – тепловой импульс по расчету

$К_т$ – кратность термической стойкости (по каталогу)

– по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинально допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Трансформатор ТПЛ – 10 У3 проверим по всем параметрам:

– по напряжению установки

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

Условие выполнено.

– по току:

Для данного трансформатора тока на первичной обмотке

$$I_{ном} = 150 \text{ А}, \; I_{раб.max} = 72{,}5 \text{ А} < 150 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

– по конструкции и классу точности ТПЛ – 10 У3 – это мгновенный трансформатор тока, у которого первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которой определяется необходимой НДС.

Эти трансформаторы имеют литую эпоксидную изоляцию.

По классу точности трансформатора тока определяют исходя из числа присоединенных к нему приборов и их классу точности.

Так как к трансформатору присоединен счетчик активной энергии, то класс точности трансформатора должен быть 0,5 [4] (для присоединения счетчиков денежного расчета).

– по электродинамической стойкости

$$i_у \leq К_{эд} \times \sqrt{2} \times I1ном,$$

$К_{эд}$ по справочнику [3] определили: $К_{эд} = 250$, тогда

$$iy = 26{,}21 \text{ кА} \leq 250 \times \sqrt{2} \times 200 \text{ А},$$

$$26{,}21 \text{ кА} < 70 \text{ кА}, \; i_у \leq i_{дин}, \; 26{,}21 \text{ кА} < 52 \text{ кА}.$$

Условие выполнено.

– по термической стойкости

По справочнику [3] определим:

$$К_т = 35, \; t_{тер} = 3 \text{ с}, \; I_{тер} = 10 \text{ кА}$$

Проверим первое условие

$$B_к \leq (Кт \cdot I_1ном)^2 \, t_{тер}, \; B_к = 105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} \leq (35 \cdot 200)^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} < 1470 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Условие выполнено.

Проверим второе условие

$$B_к \leq I^2_{тер} \, t_{тер}, \; 105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} < 10^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}, \; 105{,}7 \text{ кА}^2\text{с} < 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Условие выполнено.

– по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx Z_2ном$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к,$$

где $r_{приб}$. – сопротивление приборов, Ом;

$r_{пр}$. – сопротивление приводов, Ом;

$r_к$ – сопротивление контактов, Ом.

Так как к трансформатору току присоединено два прибора, то $r_к = 0{,}05$ Ом

Сопротивление приборов ($r_{приб.}$) определяем выражением:

$$r_{приб} = S_{приб} / I^2_{2\ ном},$$

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

$I_{2\ ном}$ – вторичный номинальный ток прибора, $I_{2\ ном} = 5$ А [3].

Для подсчёта $S_{приб}$ рекомендуется таблица 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

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

Из таблицы 8 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Общее сопротивление приборов:

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

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности необходимо выдержать условие

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

отсюда

$$r_{пр} = r_{приб} - r_{2ном} - r_к.$$

Зная, что $Z_2 \approx Z_{2\ ном}$, найдём значение $r_{2ном}$

$$r_{2ном} = U_2 / I_2,$$

где U_2 – номинальные вторичные нагрузки, ВА, в классе точности 0,5 по справочнику [4] – $U_2 = 12{,}5$ ВА.

Тогда

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

следовательно

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

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

Для наглядности проверку трансформатора тока ТПЛ-10УЗ сведём в таблицу 9

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока ТПЛ-10УЗ

Расчётные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора	Условия выбора
$U_{уст} = 6$ кВ $I_{раб.max} = 72,5$ А $i_у = 26,21$ кА $B_к = 105,7$ кА²с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 400$ А iдин = 52 кА $I_{1\ ном} = 10$ кА $t_{тер} = 3$ с	6 кВ < 10 кВ 72,5 А < 150 А 26,21 кА < 52 кА $B_к \leq I^2_{тер}\ t_{тер}$ 105,7 кА²с < 1600 кА²с

Вывод по разделу 9: по условиям эксплуатации и выполненным расчетам произведен выбор необходимого оборудования цепей 6кВ разъединителей, выключателей и трансформаторов тока.

10. РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ КТП

10.1 Общие сведения

Заземлением называют преднамеренное гальваническое соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством [14].

Различают следующие виды заземлений:

– защитное – выполняют с целью обеспечения электробезопасности при замыкании токоведущих частей на землю;

– рабочее – предназначено для обеспечения нормальных режимов работы установки;

– молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжение и молниезащиты зданий и сооружений.

В большинстве случаев одно и тоже заземление выполняет несколько функций, т.е. одновременно является защитным и т.д.

Заземляющее устройство – это совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называют металлический проводник или группу проводников, находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющими проводниками называют металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем.

Сопротивление, которое оказывает току грунт, называют сопротивлением растения (сопротивление заземления).

Различают естественные и искусственные заземления.

Естественные заземлители – это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопроводные и другие металлические трубопроводы (кроме трубопроводов горючих или взрывчатых жидкостей и газов, а также трубопроводов, покрытых изоляцией от коррозии), металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей.

Рациональное использование естественных заземлителей упрощает и удешевляет сооружение заземляющих устройств. Сопротивление естественных заземлителей зависят от многих местных факторов и их достоверные величины могут быть получены только на основании замеров.

Под искусственными заземлителями понимают закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. В качестве искусственных заземлителей применяют:

– для вертикального погружения в землю;

– стальные стержни диаметром от 12 до 16 мм, угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальной трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм;

– для горизонтальной укладки – стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов от 2 до 5 м, а электродов из угловой стали от 2,5 до 3 м. Верхний конец вертикального заземления целесообразно заглублять на глубину от 0,5 до 0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители применяют для связи между собой вертикальных заземлителей и как самостоятельные заземлители.

Заземляющие проводники служат для присоединения частей электроустановки с заземлителем. Помимо обычных проводов соответствующего сечения, заземляющими проводниками могут служить металлические конструкции зданий и сооружений: колонны, фермы, каркасы РУ.

Расчет заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

10.2 Расчет заземляющих устройств

В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 3 м, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электропроводов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Для стороны 6 кВ в соответствии с ПУЭ (1.7.57) сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле

$$R_З = U_р / I_р,$$

где $U_р$ = 125 В, так как заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок до 1 кВ и выше;

$I_р$ – наибольший ток через заземление при замыкании на землю на стороне 6 кВ – 18А

$$R_З = 125 / 18 = 6{,}95 \text{ Ом}.$$

Согласно ПУЭ (1.7.57) сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1 кВ не должно быть больше 4 Ом, поэтому за расчетное сопротивление принимаем $R_З$ = 4 Ом.

Предварительно с учетом площади, занимаемой, намечаем расположение заземлителей – по параметру с расстоянием между вертикальными электродами 3 м.

В качестве искусственного заземлителя используется водопровод с сопротивлением расстояния 90 м.

$$1 / R_u = 1 / 4 – 1 / 9 = 0,25 – 0,111 = 0,139,$$

$$R_u = 1 / 0,139 = 7,2 \text{ Ом}.$$

Рекомендуемое для расчетов сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя – суглинок – ([11] по таблице 10.1) составляет 100 Ом. Повышающие коэффициенты $К_{п.г}$ и $К_{п.в}$ для вертикальных и горизонтальных электродов по таблице 10.2. Для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м – $К_{п.г} = 4$

$$Р_{р.г} = Р_{уд} \times К_{п.г},$$

$$Р_{р.г} = 100 \times 4 = 400 \text{ Ом×м}.$$

Для вертикальных электродов длиной 3 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5 – 0,8 метра – $К_{п.г} = 1,6$

$$Р_{р.в} = Р_{уд} \times К_{п.в},$$

$$Р_{р.в} = 100 \times 1,6 = 160 \text{ Ом×м}.$$

Определим сопротивление растекания одного стержня (вертикального) $R_{о.в\ э}$, Ом

$$R_{о.в.э} = \rho_{рв} / 2 \times \pi \times l\ (\ln 2 \times l/d + ½ \ln 4 \times t + l/4 \times t – l),$$

$$Ro_{.в.э} = 160 / 2 \times 3,14 \times 3 \times (\ln 2 \times 3/0,015 + ½ \ln 4 \times 1,7 + ¾ \times 1,7 – 3) = 54,88 \text{ Ом}.$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования: $К_в = 0,75$

$$N = R_{о.в.э} / К_{uв} \times R_u,$$

$$N = 54,88 / 0,75 \times 7,2 = 10,2.$$

Определим расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по формуле

$$R_{р.г.э} = \rho_{RГ} / K_{u.г} \times 2 \times \pi \times l \times \ln l^2 / dt,$$

$$R_{р.г.э} = 400 / 0,55 \times 2 \times 3,14 \times 36 \times \ln 36^2 / 0,015 \times 0,7 = 37,7 \text{ Ом}.$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов

$$R_{в.э} = R_{р.г.э} \times R_u / R_{р.г.э} – R_u,$$

$$R_{в.э} = 37,7 \times 7,2 / 37,7 – 7,2 = 8,9 \text{ Ом}.$$

Уточним число вертикальных электродов при коэффициенте использования

$$N = R_{о.в.э} / К_{иву} \times R_{вэ},$$

$$N = 54,88 / 0,56 \times 8,9 = 11.$$

Окончательно принимаем к установке 11 электродов.

Вывод по разделу 10: произведен расчет контура заземления трансформаторной подстанции, принято к установке 11 электродов.

11 ОБЗОР ТЕЛЕМЕХАННИКИ

Главная задача систем телемеханики - это дистанционный сбор данных о состоянии приборов преобразования и подачи электроэнергии в различных

точках учета. Такие системы могут состоять как из одной, так и нескольких точек учета. Существует множество вариантов построения систем телемеханики, но принципиально можно выделить несколько основных элементов:

– узел контроля параметров приборов и электроэнергии, который представляет собой контроллер, собирающий и преобразующий данные от различных датчиков и устройств с возможностью удаленного доступа к данным и удаленного контроля оборудования, например, дистанционного включения / отключения того или иного устройства;

– каналы передачи данных и каналообразующая аппаратура, а так же алгоритмы передачи данных от узлов контроля на верхний уровень;

– программное и аппаратное обеспечение нижних и верхних уровней, представляющее собой различные коммутационные решения, базы данных, средства отображения информации и т.д.

Внедрение подобных систем позволяет снизить затраты за счёт следующих мероприятий:

– точности расчётов с энергоснабжающими организациями и абонентами;

– уменьшения заявленной мощности;

– оперативности выявления и устранения отклонений от заданных режимов энергопотребления;

– повышения оперативности управления энергопотреблением;

– централизованного контроля потребления энергоресурсов;

– повышения оперативности выявления и ликвидации потерь энергии в случае аварий;

– повышения оперативности выявления и ликвидации несанкционированных подключений;

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 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.

11.1 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 Казахстане. Типовая система, разработанная и собранная на базе оборудования телемеханики, выпускаемого НПО «Мир» представляет следующий набор оборудования, представленный в таблице №.9

Таблица 9 – комплект оборудования телемеханики 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 APC 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

11.2 Система Компас ТМ2.0.

КОМПАС ТМ2.0 – это семейство контроллеров и вспомогательного оборудования, оптимизированные для решения задач по комплексной телемеханизации объектов. По функционалу изделия КОМПАС ТМ2.0 можно разбить на следующие группы:

− контроллеры связи и согласующие устройства интерфейсов;
− контроллеры ввода-вывода;
− контроллеры системы управления мимическим щитом;
− сервисное оборудование;
− коммутационное оборудование (клеммные вводные устройства, защита от повреждающих помех, и т.п.);
− компоновочное оборудование (шкафы, панели и т.п.);
− программное обеспечение.

Контроллеры разрабатываются на основе современной элементной базы ведущих мировых производителей и выполняются на высоком технологическом уровне. Для контроллеров используются следующие процессоры: 16-разрядные микроконтроллеры семейства C165 фирмы Infineon (Siemens), 8-разрядные микроконтроллеры семейства фирм Philips, Atmel. Проектировочное решение представляет следующий набор оборудования, представленный в таблице №11

Таблица 11 – комплект оборудования телемеханики Компас ТМ2.0.

Наименование блока	Цена
Устройство телемеханики КР2735У48	23456
счетчик электроэнергии трехфазный электронный Меркурий-230	3680
блок питания SU103E	3200
источник бесперебойного питания ИБП10	7600
Жгут ZA273E	1899
Модуль BGE03E	12345
Блок реле – повторителя SR2516E10	7562
Итого:	59742

11.3. Системы, производимые ООО «Эльстер Метроника»

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 №.12

Таблица – комплект оборудования ООО «Эльстер Метроника»

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

11.4 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-Электоучет» 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 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 13

Таблица13 – 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

11.5 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».

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

Автоматизированная система работает по следующей схеме: контроллер собирает, обрабатывает информацию о параметрах электроснабжения подстанции ТП-52.

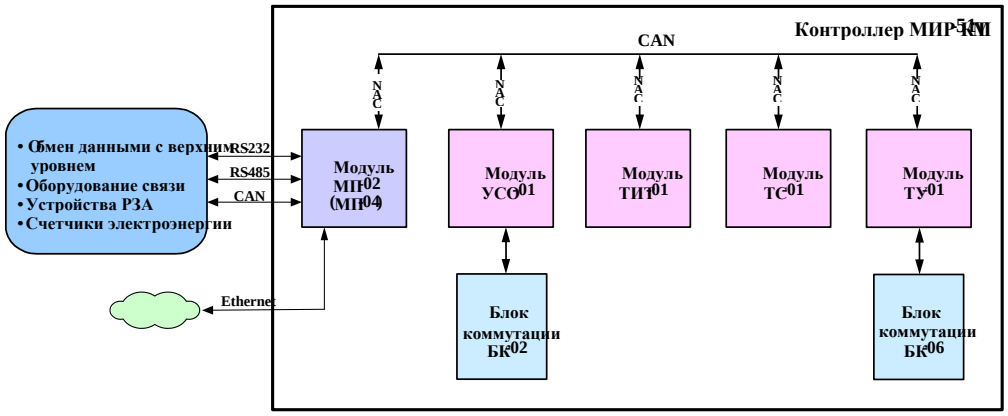


Рис.1 Схема работы контроллера МИР КТ-51М

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.

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 обратноходового 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.

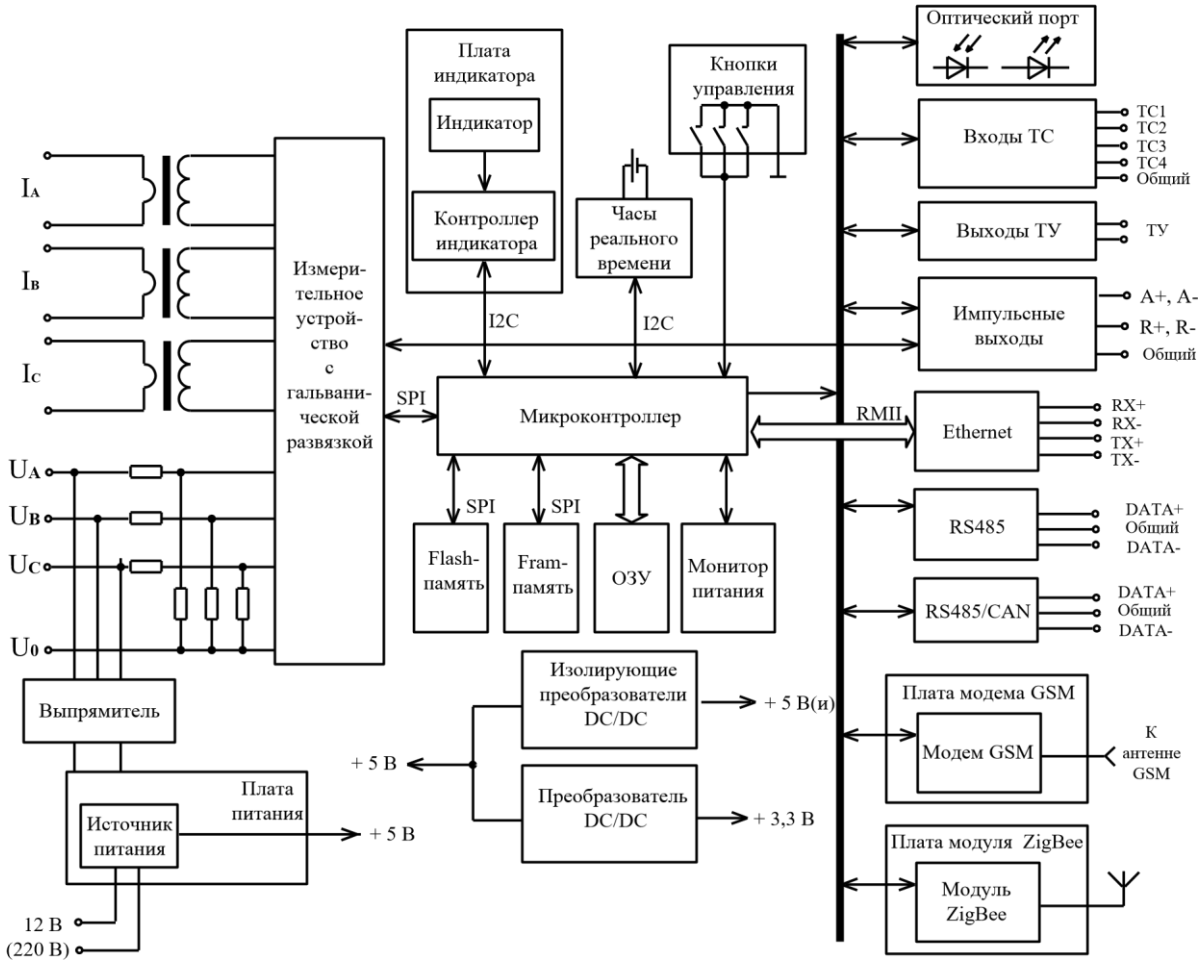
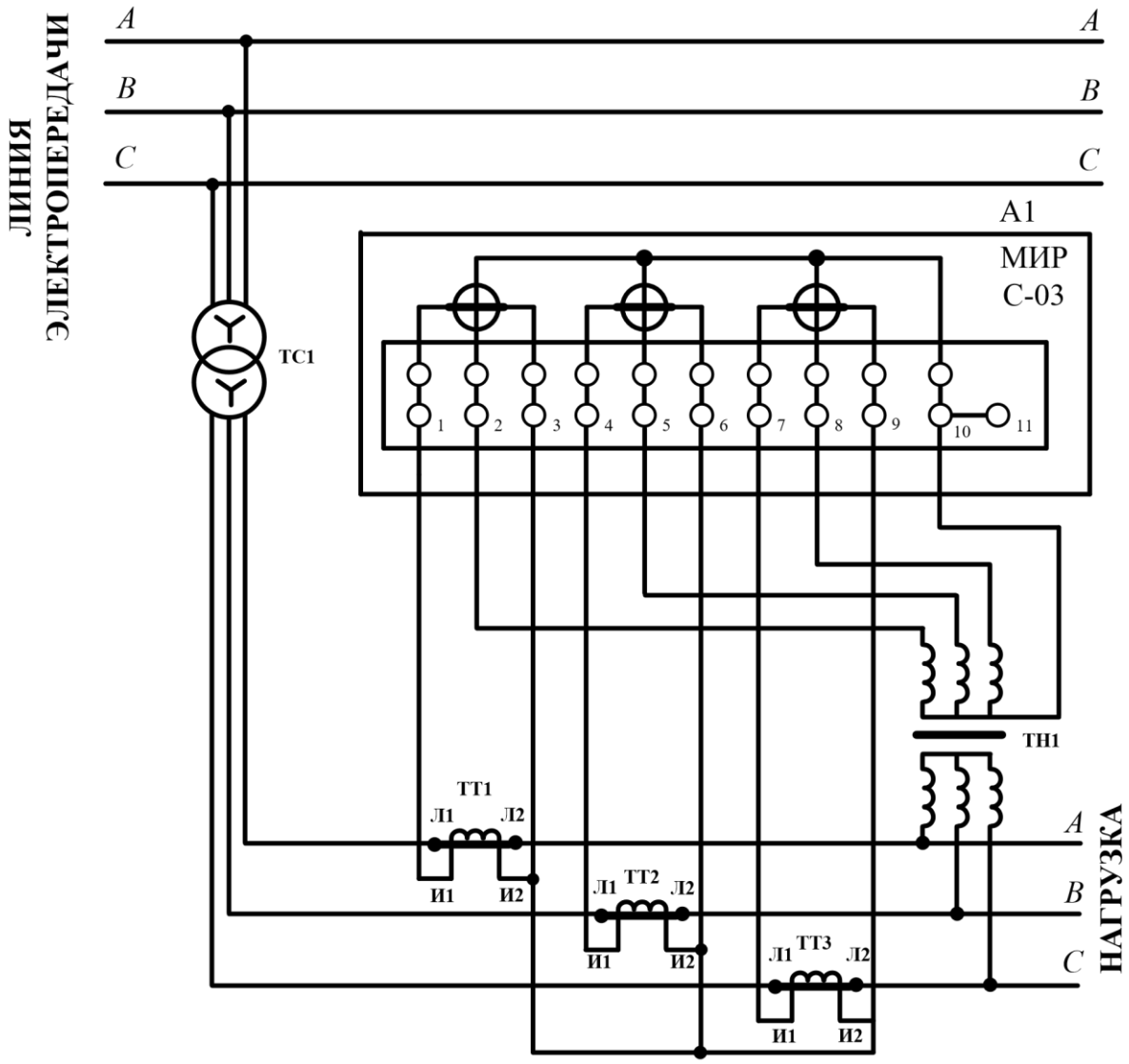


Рисунок 2 – Структурная схема счетчика



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

Схемы подключения внешних устройств

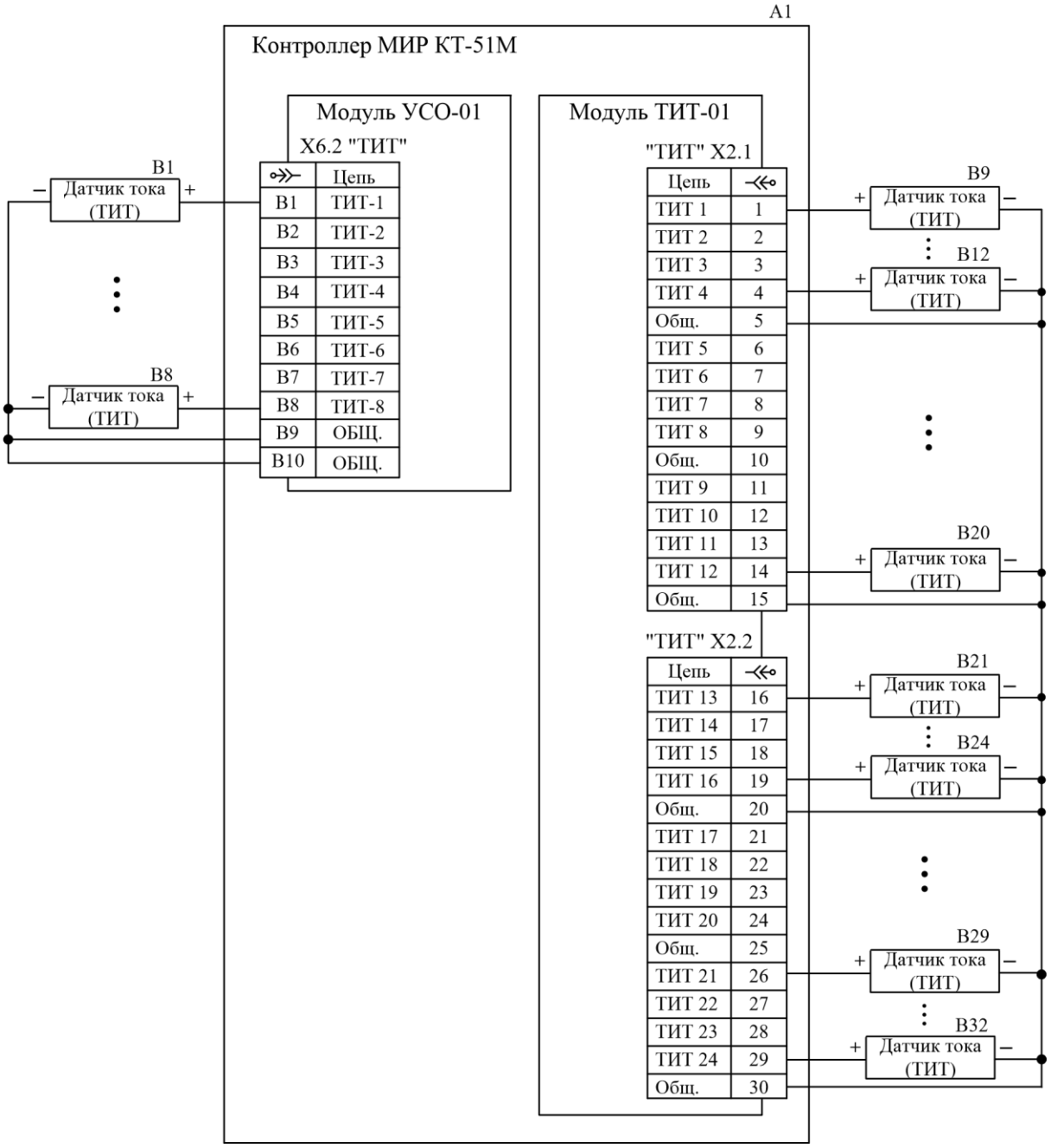


Рисунок 4 – Подключение датчиков ТИТ к контроллеру МИР КТ-51М

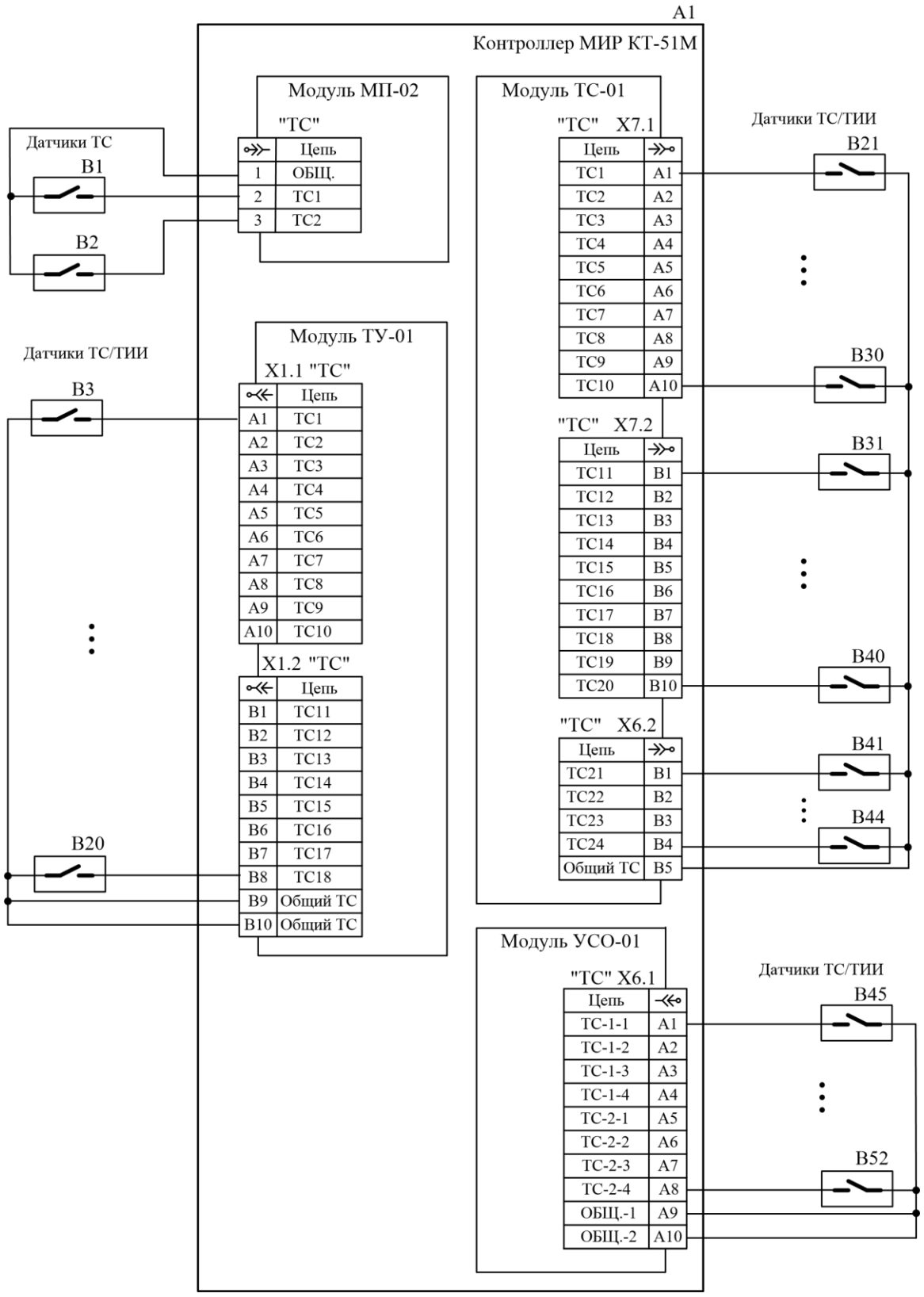
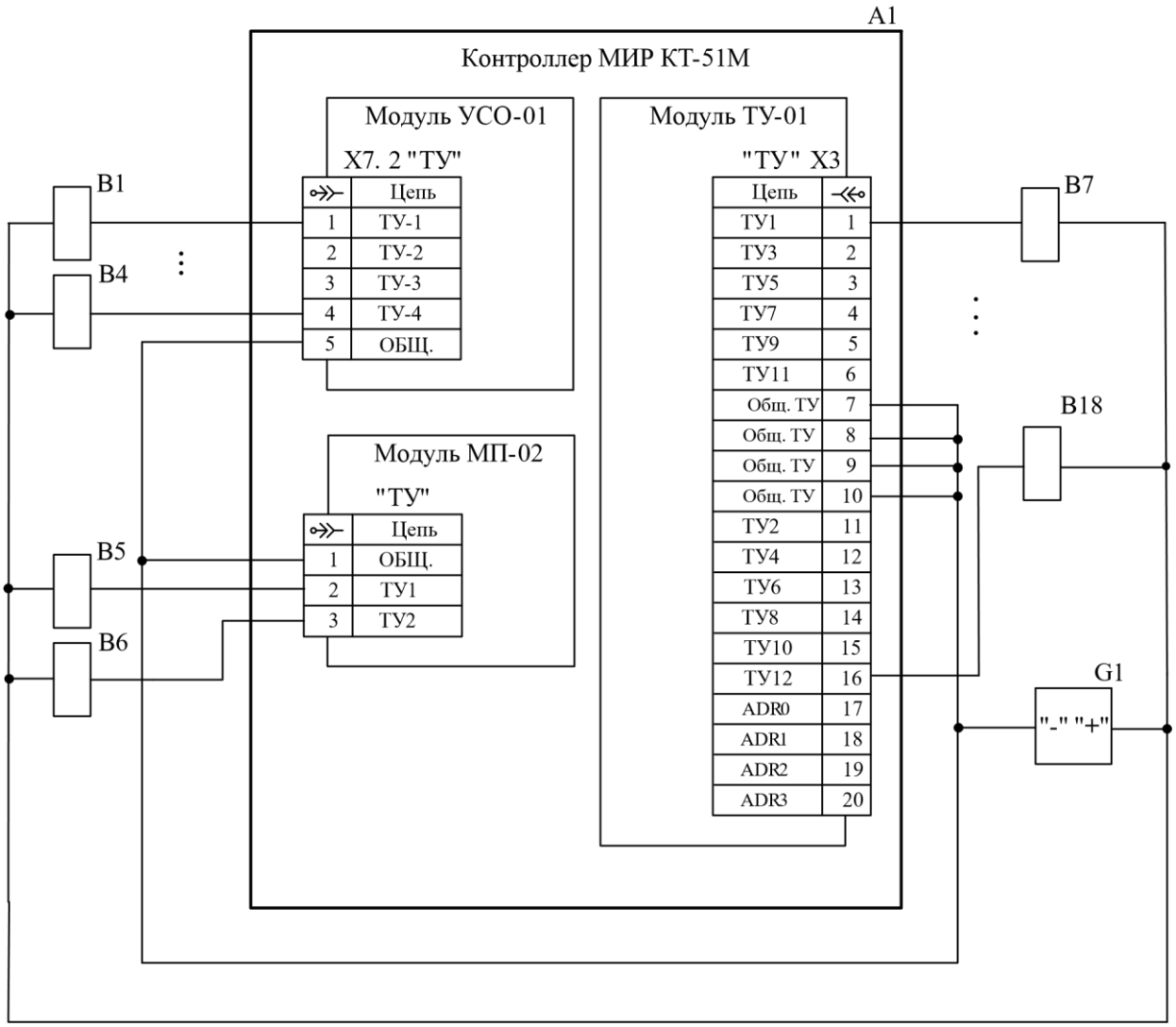
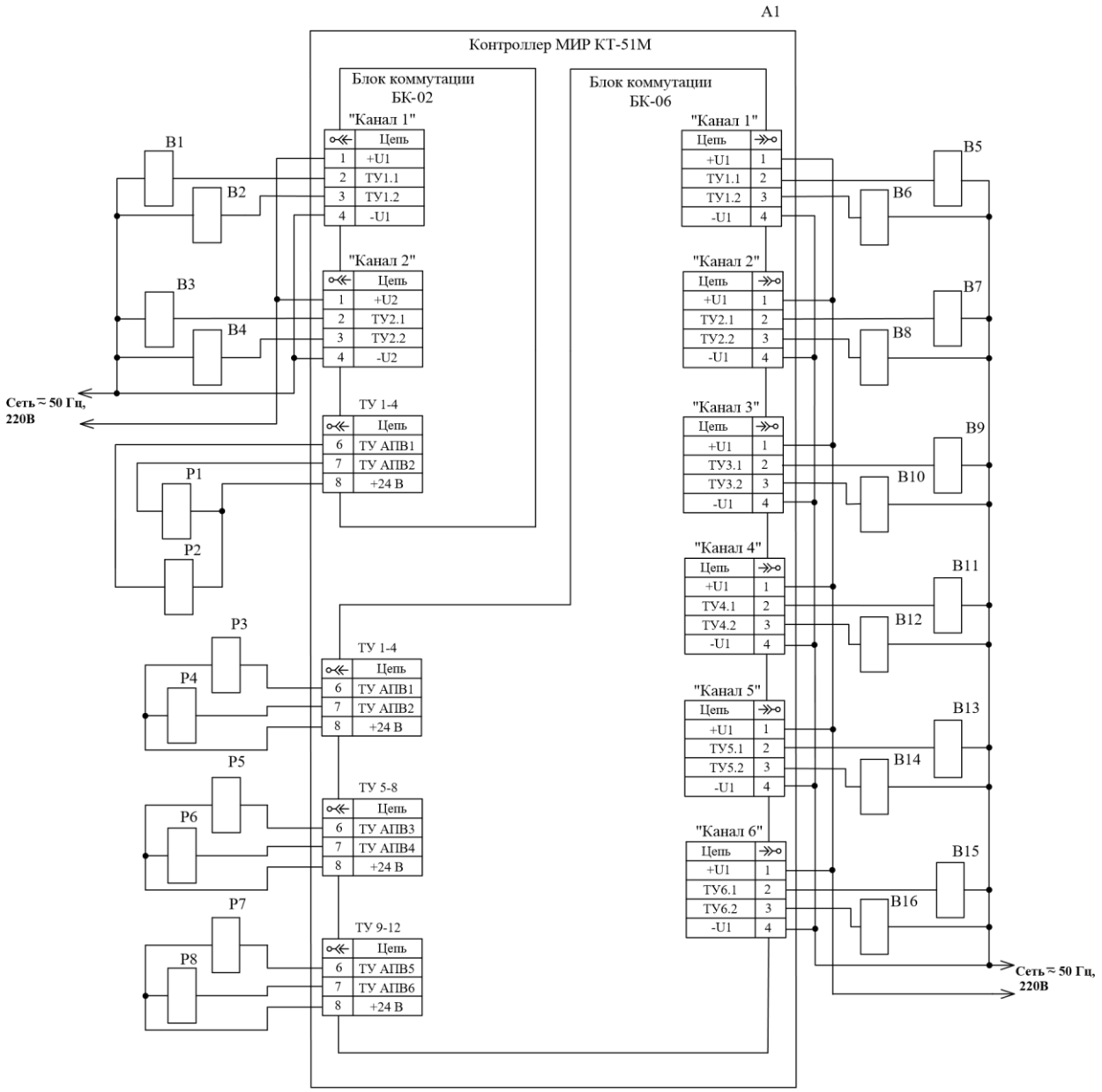


Рисунок 5 – Подключение датчиков ТС/ТИИ к контроллеру МИР КТ-51М



A1 – контроллер МИР КТ-51М М07.111.00.000;
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 M07.111.00.000; B1…B16 – исполнительный механизм; P1…P8 – реле блокировки АПВ.

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

Вывод по разделу 11: 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».

12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

При реконструкции и модернизации технической основы производства или её отдельных частей, т. е. элементов основных производственных фондов, в качестве вариантов сравнения принимается действующее производство со всеми его технико-экономическими показателями. В состав капитальных вложений входят затраты на оборудование и строительно-монтажные работы. На стадии выбора вариантов допускается составление сметы по соглашённой спецификации, т. е. по основным видам оборудования, входящего в состав рассматриваемых вариантов. За базовый вариант принимаем вариант с установкой двух трансформаторов ТМЗ-400-6/0,4.

12.1 Затраты проектируемого варианта

Стоимость одного трансформатора ТМЗ-630-6/0,4 составляет 371850 руб. Стоимость с учетом стоимости автоматической системы равна

$$C_{об} = 371850 + 50821 = 422671 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа принимаем в размере 25 % от стоимости монтируемого оборудования

$$C_{м} = 0{,}25 \times 422671 = 105678 \text{ руб.}$$

Заработная плата рабочих принимается в размере 25 % от стоимости монтажа оборудования

$$C_{зп} = 0{,}25 \times 105678 = 26416 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы от 5 до 15% от стоимости оборудования

$$C_{тр} = 0{,}1 \times C_{об} = 42267{,}1 \text{ руб.}$$

Стоимость неучтённого оборудования – 20% от стоимости оборудования

$$C_{но} = 0{,}2 \times C_{об} = 84534{,}2 \text{ руб}$$

Стоимость монтажа неучтённого оборудования – 20% от стоимости монтажа

$$C_{мно} = 0{,}2 \times C_{м} = 21133 \text{ руб.}$$

Плановые наложения принимаются в размере 25 % от стоимости монтажа

$$C_{мн} = 0{,}25 \times C_{м} = 26416 \text{ руб.}$$

Расходы на демонтаж старого оборудования – 50 % от стоимости монтажа

$$С_{дем\ о} = 0,5 \times С_м = 52833 \text{ руб.}$$

Стоимость доплат к зарплате по монтажу

а) по поясному коэффициенту – 15 %

$$С_{коэф} = 0,15 \times С_{зп} = 3962 \text{ руб.}$$

б) за работу в условиях действующего производства – 20 %

$$С_{д\ пр} = 0,2 \times С_{зп} = 5283 \text{ руб.}$$

Накладные расходы (административно-хозяйственные расходы организаций, дополнительная зарплата, отчисление на соцстрах и т. д.) – 80 %

$$С_{нр} = 0,8 \times С_{зп} = 21133 \text{ тыс. руб.}$$

Итого, капитальные затраты нового варианта составляют

$$К_1 = С_{об} + С_м + С_{тр} + С_{но} + С_{мно} + С_{мн} + С_{дем\ о} + С_{коэф} + С_{д\ пр} + С_{нр} = 812320,83 \text{ руб.}$$

Вывод по разделу 12: по результатам расчетов с учетом стоимости оборудования, монтажа, транспортных расходов и заработной платы капитальные затраты проекта составят 812320,83 руб.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

Во время эксплуатации на подстанции производятся всевозможные переключения в первичных и вторичных цепях, а также обслуживание электротехнической, сантехнической и строительной частей (осмотры, ремонты, испытания и наладки оборудования, ремонт строительной части и т.п.). Работы выполняют на действующих установках, т.е. в условиях, когда электротехническое оборудование частично или полностью находится под напряжением, или на него в любой момент может быть подано напряжение.

Для всех видов работ предусмотрены следующие организационные мероприятия:

– обслуживание электрооборудования и электроподстанции производится персоналом, прошедшим обучение и аттестованным на право обслуживания материальной части электрооборудования и прошедшими инструктаж по охране труда. Ответственными за безопасность по обслуживанию являются лица, выдающие наряд, ответственный руководитель работ, лицо из числа оперативного персонала, производитель работ, наблюдающий, рабочие, входящие в состав бригады;

– право выдачи нарядов предоставляется лицам электротехнического персонала, уполномоченных на выдачу нарядов распоряжением главного энергетика;

– полное окончание работ с указанием даты, и времени оформляется в конце наряда с подписью руководителя работ;

– допускающий к работе, совместно с ответственным руководителем и производителем работ проверяет правильность подготовки рабочего места и состав бригады;

– надзор во время работ осуществляет производитель работ. По окончании всех действий, зафиксированных в наряде, рабочее место должно быть убрано рабочими бригады и осмотрено ответственным руководителем, который расписывается в наряде и сдает его оперативному работнику;

– в соответствии с трудовым кодексом за необеспечение безопасных и безвредных условий труда на представителей администрации или лиц, на которых возложена ответственность за их обеспечение, представителя органов государственного надзора налагается административная ответственность. Также в случае нарушения норм охраны труда или несоблюдения их, виноватые могут быть привлечены к дисциплинарной

ответственности, материального, уголовной ответственности или к мерам общественного воздействия.

В зависимости от рода выполняемых работ предусмотрены следующие необходимые меры безопасности:

– при выполнении работ с полным снятием напряжения отключают все необходимое оборудование и принимаются меры против ошибочной подачи напряжения к месту работы и самовключения аппаратов: механически запираются шкафы с оборудованием (для чего на них предусмотрена система запирания), и снимаются предохранители. На органах управления вывешиваются плакаты: «НЕ ВКЛЮЧАТЬ! – РАБОТАЮТ ЛЮДИ»;

– при выполнении работ с частичным снятием напряжения, когда полностью отключаются только часть распредустройства, а соседние остаются под напряжением также принимаются меры против ошибочной подачи напряжения к месту работы и самовключения аппаратов, аналогичные мерам при выполнении работ с полным снятием напряжения, а также вывешиваются предупредительные плакаты. Устанавливаются временные заграждения, ограждающие не отключенные токоведущие части; проверяется отсутствие напряжения на токоведущих частях; накладывается переносное заземление; ограничивается рабочее место и вывешивается на нем разрешающий плакат "РАБОТАТЬ ЗДЕСЬ!";

– при выполнении работ без снятия напряжения входить за ограждение, при необходимости разрешается одному лицу, имеющему категорию электробезопасности не ниже четвертой. При осмотре запрещается выполнение какой-либо работы. При обнаружении соединения какой-либо токоведущей части электроустановки с землей запрещается проходить к месту замыкания на расстоянии до 5 метров в закрытых, до 10 метров в открытых РУ. Приближение на более близкое расстояние допускается только при необходимости производства операции с коммутационной аппаратурой для ликвидации замыкания на землю, а также для оказания необходимой помощи пострадавшим;

– при осмотре РУ выше 1000В запрещается снимать предупредительные плакаты и ограждения, проникать за них, касаться за токоведущие части, включать и отключать разъединители изолирующий штангой, а также в диэлектрических перчатках.

13.2 Технические меры по обеспечению безопасности

Расположение оборудования на тяговой подстанции обеспечивает доступ для обслуживания и безопасность обслуживаемого персонала.

Защитное заземление предназначено для защиты людей от поражения электрическим током в случае прикосновения их к нетоковедущим частям электроустановок, случайно оказавшихся под напряжением

Камеры РУ и другие электроустановки с напряжением свыше 1000 В оборудованы ограждением, предупредительными знаками и плакатами. При осмотре этого электрооборудования одним лицом запрещается проникать за ограждение, входить в камеру РУ. Осмотр камер следует производить с порога или стоять перед барьером.

В питающей электроподстанции заземлены корпуса электрических машин, вторичные обмотки измерительных трансформаторов и магнитопроводов, корпуса электрических аппаратов. В качестве заземлителей используют стержни из угловой или круглой стали.

Установка и замена предохранителей производится при снятом напряжении. При невозможности снятия напряжения допускается замена предохранителей под напряжением, но со снятой нагрузкой, с помощью изолирующих клещей, в предохранительных очках, диэлектрических перчатках. Категорически запрещается применение предохранителей, не соответствующих документации завода-изготовителя.

Для хранения различных электрозащитных средств, к которым относятся:

– изолирующие штанги (оперативные – для наложения заземления, измерительные);

– изолирующие – для операций с предохранителями; электроизмерительные клещи, указатели напряжения;

– изолирующие устройство и приспособления для ремонтных работ под напряжением выше 1000 В и слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках напряжением до 1000 В: диэлектрические перчатки, боты, галоши, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие накладки и подставки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности;

– предусмотрено специальное легкодоступное место хранения возле входа.

Кроме перечисленных электрозащитных средств, при работах в электроустановках следует при необходимости применять также средства индивидуальной защиты, как очки, каски, противогазы, предохранительные монтажные пояса и страховые канаты.

При использовании основных средств защиты достаточно применения одного дополнительного за исключением случаев освобождения пострадавшего от тока в электроустановках, когда для защиты от напряжения шага необходимо применять также боты или галоши.

Электрозащитными средствами следует пользоваться по их прямому назначению в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Перед использованием средств защиты персонал обязан проверить его исправность, отсутствие внешних повреждений, очистить и обтереть от пыли, проверить по штампу срок годности. У диэлектрических перчаток перед использованием следует проверить отсутствие проколов путем скручивания пальцев. Пользоваться средствами защиты, срок годности которых истек, запрещается.

После выполнения каких – либо работ в зоне распределительного устройства и перед подачей оперативного тока на соответствующие аппараты вывешиваются предупредительные плакаты, и из этой зоны удаляются все люди, после чего производится подача напряжения.

13.3 Мероприятия по защите при чрезвычайных ситуациях технического 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, 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 действии, 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. Правовые мероприятия
История России всегда была связана с разного рода опасными природными явлениями, стихийными и иными бедствиями, катастрофами, а также опасностями, возникающими при ведении военных действий или вследствие этих действий.

Вывод по разделу13: рассмотрены организационные и технические мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ на подстанции, особое внимание уделено ремонтно-наладочным и монтажным работам, проработаны вопросы по предупреждению и ликвидации ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе была разработана система автоматизированного контроля параметров трансформаторной подстанции для дистанционного контроля в режиме реального времени.

По результатам расчетов электрических нагрузок произведен выбор основного высоковольтного оборудования: силовых трансформаторов; на основе расчета токов короткого замыкания выбраны шинные разъединители, привода разъединителя, предохранители, трансформаторы тока, сечения питающего кабеля высокого напряжения, кабелей напряжением до 1 кВ.

Сделанный выбор позволяет обеспечить надежную работу трансформаторной подстанции ТП-52, бесперебойное снабжение потребителей электроэнергии, запитанных от нее.

В экономической части составлена смета капитальных затрат для вариантов однотрансформаторной и двухтрансформаторной схем электроснабжения и выбран наилучший вариант. Капитальные затраты выбранного варианта составляют 812320,83 рублей. При этом годовой экономический эффект составил 15782 рубля. Срок окупаемости проекта 5,17 года.

Рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации и влияния на экологию трансформаторной подстанции, особое внимание уделено ремонтно-наладочным и монтажным работам.

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 – 465 с.
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 – 408 с
3. Электооборудование станций и подстанций (Под редакцией Л.Д.Рожкова, В.С.Козулина – 3-е изд. прераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат., 1987 – 648 с.
4. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию.: Практ.пособие – 7-е изд.перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1991 – 160: ил.
5. Карпов Ф.Ф. и Козлов В.Н. Справочник по расчету проводов и кабелей: изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: «Энергия» 1969г. 264 с. ил.
6. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. Изд. 2-е, перераб. и доп. М, Энергия, 1972 – 416 с.: ил.
7. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов: Учеб. Пособие для вузов – 5-е изд. Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 528с.: ил.
8. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Под ред. Балтиданов и В.И.Тарасов – М.Л.: Государственное энергетическое издательство, 1960 – 408с.
9. Онищенко Н.П. Эксплуатация котельных установок – М.: Агропромиздат, 1987 – 352с.: ил.
10. Федоров А.А., Старкова Л.Б. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. Учебное пособие для вузов – М: Энергоатомиздат, 1987 – 368с.: ил.
11. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебник для учащихся техникумов – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1981 – 368с.: ил.
12. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. – М., Энергия, 1976 – 560с.: ил.
13. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередач и сетей.
14. Под ред. В.И.Круповича, М.Л.Самовера – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974 – 696с.

15. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат., 1985 – 640 с.
16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.–М.: Энергоатомиздат, 1985.–352 с.
17. Крючков И.П, Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергия, 1978. – 456 с.
18. Ульянов С.А. Короткие замыкания в электрических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1952. – 280 с.
19. Гук Ю.Б. Городские распределительные сети.
20. Гук Ю.Б. Основы надежности электроэнергетических установок. – Л.: ЛГУ, 1980 – 478 с.
21. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
22. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
23. Синягин А. Н., Афанасьев Н. А., Новиков С. А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1984. - 448 с.
24. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
25. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.
26. Электротехнический справочник. – М.: Энергия, 1964.-758 с.