

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования
Направление: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Профиль: «Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы»
Кафедра: Общенаучных дисциплин

Допускается к защите
и.о. зав. кафедрой ОНД
_____ К.В. Кондратьева
«___» _____ 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Повышение надежности и экономической эффективности управления
подстанцией 35/6 кВ «Фотон» в ХМАО- Югра путем внедрения
автоматизированной системы учета и телемеханики для ПАО «Лукойл»»

Студент: _____ Я.С. Коньшин
(подпись, дата)

Группа: АЭП-21-1603ЛФ

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на _____ стр.
2. Графическая часть на _____ листах.

Руководитель: _____ Старший преподаватель , Н.В. Паршонок
(подпись, дата)

Проверено
на наличие

заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

СОДРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	7
1.1 Краткая информация об объекте	7
1.2 Описание схемы электроснабжения.....	9
2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
2.1 Расчет нагрузок	15
2.2 Расчет токов короткого замыкания	16
2.3 Выбор необходимого оборудования	24
2.4 Выбор блоков защиты.....	24
2.5 Выбор средства измерения энергии	33
2.6 Проверка оборудования.....	50
2.6.1 Проверка выключателей.....	51
2.6.2 Проверка трансформаторов тока	52
2.6.3 Проверка измерительных трансформаторов напряжения	53
2.7 Расчет уставок МТЗ	55
3 АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ.....	59
3.1 Состав автоматизированной системы	59
3.2 Верхний уровень	59
3.3 Средний уровень	60
3.4 Нижний уровень	63
3.4.1 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-КСЗ-01	63
3.4.2 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-УЗТ-01	64
3.4.3 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-ВВ-01	65
3.4.4 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-СВ-01	65
3.4.5 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-ТН-01	66
3.4.6 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-КЛ-01	66
3.4.7 Общие функции защит БМРЗ	67
Назначение и принцип действия токовой отсечки (ТО)	69

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ.....	74
4.1 Инвестиционные затраты на проектные работы.....	74
4.2 Затраты по компьютерному обеспечению проектных работ	75
4.3 Затраты по формированию проектной документации	76
4.4 Расчет инвестиций в оборудование.....	77
4.4.1 Затраты на приобретение нового оборудования.....	77
4.4.2 Затраты на монтаж и наладку оборудования	79
4.4.3 Общая сумма инвестиций.....	80
4.5 Расчет эффективности инвестиций в проект.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития электроэнергетики России характеризуется необходимостью повышения надёжности электроснабжения промышленных объектов при одновременном снижении эксплуатационных затрат. Особенно остро эта задача стоит для предприятий топливно-энергетического комплекса, где перерывы в подаче электроэнергии приводят к значительным экономическим потерям и технологическим нарушениям. В условиях импортозамещения и ограничения доступа к зарубежному оборудованию приоритетным направлением становится внедрение отечественных автоматизированных систем управления, учёта и релейной защиты.

Подстанция 35/6 кВ «Фотон» ПАО «Лукойл» (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра) является ключевым энергообъектом, обеспечивающим электроснабжение кустовых площадок, дожимных насосных станций (ДНС), установок первичной переработки нефти и газа (УППН), а также блочных кустовых насосных станций (БКНС). Любой сбой в работе подстанции способен остановить технологические цепочки добычи и подготовки углеводородов, что делает поддержание её оборудования в исправном состоянии критически важным.

На сегодняшний день на подстанции «Фотон» существует ряд проблем, снижающих как надёжность, так и экономическую эффективность её управления. Система учёта электроэнергии реализована на основе традиционных счётчиков без возможности автоматизированного сбора и передачи данных – ежемесячно требуется выезд бригады для снятия показаний, что ведёт к дополнительным затратам. Система релейной защиты выполнена на блоках Micom, однако связь с диспетчерским пунктом отсутствует, что не позволяет осуществлять дистанционный мониторинг состояния оборудования и оперативное управление. Отсутствие единой автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) не даёт возможности контролировать параметры энергопотребления по каждому

присоединению в реальном времени, своевременно выявлять отклонения и локализовать потери.

Для устранения указанных недостатков настоящая выпускная квалификационная работа посвящена повышению надёжности и экономической эффективности управления подстанцией «Фотон» путём внедрения автоматизированной системы учёта электроэнергии и телемеханики. Проект ориентирован на использование преимущественно отечественного оборудования (блоки микропроцессорной релейной защиты BMP3, счётчики ПСЧ-4ТМ.05МД05, контроллер RTU560 и SCADA-систему MicroSCADA), что обеспечивает независимость от зарубежных поставщиков и снижение эксплуатационных расходов.

Объектом исследования является подстанция 35/6 кВ «Фотон» ПАО «Лукойл» (ХМАО-Югра) и её система электроснабжения, учёта и релейной защиты.

Предметом исследования – методы и средства повышения надёжности и экономической эффективности управления подстанцией на основе автоматизации учёта электроэнергии и телемеханики.

Цель работы – повышение надёжности и экономической эффективности управления подстанцией 35/6 кВ «Фотон» путём разработки и обоснования внедрения автоматизированной системы технического учёта электроэнергии и телемеханического управления, интегрированной с системой релейной защиты, а также расчёта экономической целесообразности инвестиций в проект.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ существующей схемы электроснабжения подстанции «Фотон», выявить её недостатки в части учёта, управления и защиты.

2. Выполнить расчёт электрических нагрузок всех присоединений 6 кВ и токов короткого замыкания для выбора оборудования и уставок релейной защиты.

3. Обосновать выбор отечественных средств измерения электроэнергии (счётчики) и блоков микропроцессорной релейной защиты БМРЗ, обеспечивающих необходимые функции (токовая отсечка, МТЗ, газовая защита, защита от минимального напряжения, АВР, УРОВ, АПВ).

4. Произвести проверку существующего высоковольтного оборудования (выключатели, трансформаторы тока и напряжения) на соответствие расчётным условиям.

5. Рассчитать уставки максимальных токовых защит для всех элементов распределительного устройства.

6. Разработать структурную схему автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) с выделением верхнего (MicroSCADA), среднего (RTU560) и нижнего уровней (БМРЗ, датчики, счётчики).

7. Выполнить экономическую оценку инвестиционных затрат на проектирование, приобретение, монтаж и наладку оборудования, а также рассчитать показатели эффективности и степень риска проекта.

Результаты работы могут быть использованы ПАО «Лукойл» при модернизации подстанции «Фотон», а также рекомендованы для других аналогичных объектов нефтегазового комплекса Западной Сибири.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая информация об объекте

Подстанция «Фотон» с номинальным напряжением 35/6 кВ представляет собой один из ключевых энергетических объектов, обеспечивающих надежное электроснабжение нефтедобывающих активов ПАО «Лукойл» в Западной Сибири. Данный объект является неотъемлемой частью производственной инфраструктуры компании и был выбран в качестве приоритетного для проведения комплексной модернизации в рамках долгосрочной программы повышения надежности оборудования.

Полное наименование объекта — подстанция 35/6 кВ «Фотон». Её прямым владельцем выступает ПАО «Лукойл», а основное назначение заключается в обеспечении бесперебойным электропитанием целого спектра производственных мощностей: от кустовых площадок, где ведется непосредственная добыча нефти, до дожимных насосных станций (ДНС) и установок первичной переработки нефти и газа (УППН). Любой сбой в работе подстанции «Фотон» способен привести к остановке технологических цепочек и, как следствие, к значительным финансовым потерям, поэтому поддержанию её оборудования в исправном состоянии уделяется особое внимание.

Роль подстанции «Фотон» в технологическом процессе нефтедобычи раскрывается через широкий спектр задач, которые она решает. Электроэнергия, трансформируемая и распределяемая через эту подстанцию, питает оборудование практически на всех ключевых этапах — от извлечения углеводородов из недр до их первичной подготовки к транспортировке. В первую очередь, речь идёт о работе буровых установок, применяемых при кустовом способе бурения. Данный метод предполагает компактное расположение устьев скважин на одной площадке, что существенно сокращает затраты на прокладку дорог, трубопроводов и линий электропередачи, и именно подстанция «Фотон» обеспечивает энергией эту высококонцентрированную нагрузку.

На этапе измерения дебита скважин подстанция питает автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), с помощью которых специалисты контролируют дневной объём добываемой нефти и газа по каждой скважине. После прохождения замеров газонефтяная смесь, содержащая значительное количество воды, направляется в систему сепарации, и здесь подстанция «Фотон» также играет критическую роль, обеспечивая энергией дожимные насосные станции (ДНС), которые применяются в случаях, когда естественного пластового давления оказывается недостаточно для транспортировки смеси на установки первичной переработки.

Далее, в процессе обезвоживания, обессоливания и окончательной сепарации, электроэнергия с подстанции «Фотон» потребляется компрессорными станциями, подающими выделившийся попутный газ либо на газоперерабатывающие пункты, либо обратно на скважины, работающие газлифтным способом. Наконец, отделившаяся на установках очистки пластовая вода подлежит повторному использованию для поддержания пластового давления. Для этого её закачивают в нагнетательные скважины при помощи блочных кустовых насосных станций (БКНС), работа которых также напрямую зависит от стабильного электроснабжения, обеспечиваемого подстанцией «Фотон». Таким образом, данный объект охватывает энергией весь производственный цикл — от бурения до поддержания пластовых условий.

В рамках модернизации, проводимой на подстанции «Фотон», особое внимание уделяется замене устаревших масляных выключателей на современные элегазовые, внедрению микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики, а также обновлению систем оперативной связи. Ежегодно на плановые ремонты и подготовку к осенне-зимнему периоду на подобных объектах «Лукойла» в ХМАО выделяются десятки миллионов рублей, что подчеркивает стратегическую важность подстанции «Фотон» для бесперебойной добычи и подготовки углеводородов в регионе.

Бесперебойная работа подстанции «Фотон» напрямую влияет на стабильность добычи нефти и газа в Ханты-Мансийском автономном округе. Учитывая, что добыча здесь ведётся, в том числе, с применением газлифтного способа (где требуется компремирование попутного газа), любые сбои в электроснабжении приводят к остановке скважин и потерям в тысячи тонн нефти.

Таким образом, подстанция «Фотон» — это не просто энергообъект, а критический элемент всей производственной цепочки ПАО «Лукойл» в Сибири.

1.2 Описание схемы электроснабжения

Подстанция введена в эксплуатацию в 1990 году.

Питание подстанции 35/6 кВ «Фотон» осуществляется через два размещённых на крыше здания фидера воздушного ввода, подключённых к линии электропередачи, отходящей от узловой подстанции «Северная» (название условное). Такое техническое решение — вынос вводов непосредственно на крышу — позволяет минимизировать занимаемую территорию в условиях обустроенной кустовой площадки и сократить длину кабельных трасс, что особенно важно для объектов нефтепромысла в Западной Сибири.

Ввод состоит из разъединителя с заземляющими ножами и ограничителя перенапряжений.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, используемый для коммутации цепи без тока или с незначительной величиной тока и имеющий в отключенном состоянии изоляционный промежуток в виде видимого разрыва. Кроме того, разъединитель имеет механическую блокировку с целью исключения включения разъединителя при включенных заземлителях. Разъединитель выполняет функции защиты при смотровых и ремонтных работах на выключаемых участках.

Заземляющие ножи служат для предотвращения поражения ремонтного персонала, обслуживающего данную электроустановку, электрическим током.

Короткозамыкатели автоматически срабатывают и включаются при срабатывании релейной защиты трансформатора. Необходимы для защиты от повреждений, к которым не чувствительна основная защита. Создают искусственное короткое замыкание, на которое реагирует релейная защита и отключает соответствующую линию от питания.

Ограничители напряжения предусмотрены в проекте для того, чтобы защитить оборудование от коммутационных и грозовых перенапряжений.

К шинам 35 кВ на ВН силового трансформатора подключение выполнено через силовой коммутационный аппарат, который способен отключить аварийный ток максимально возможной величины, коммутировать рабочую нагрузку. Эти коммутационные аппараты называются автоматическими выключателями.

Трансформатор, предусмотренный проектом: ТМН-4000/35. Его характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Параметры ТМН-4000/35

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВА	4000
Номинальное напряжение ВН, кВ	35
Номинальное напряжение НН, кВ	6.3
Номинальная частота, Гц	50
Схема и группа соединения	Звезда/треугольник-11
Потери холостого хода, кВт	5
Ток холостого хода, %	0.9
Потери короткого замыкания, кВт	32
Напряжение короткого замыкания, %	7.5
Способ регулирования напряжения и диапазон	РПН 4х2.5%
Масса, кг	10600

Сами шины являются токоведущими частями, которые передают электрическую энергию и имеют небольшие потери напряжения. Они соединены между собой при помощи секционного выключателя, который

необходим, так как нефтедобывающие предприятия являются электропотребителями 1 и 2 категорий, что предусматривает взаимное резервирование питающих шин на случай возникновения аварии на одной из секций [3].

Трансформаторы напряжения к секциям шин 35 кВ подключены с целью защиты от минимального напряжения. При возникновении короткого замыкания на секции шин напряжение резко уменьшается. После ликвидации аварии происходит самозапуск оборудования, такого как двигатели, однако вследствие чрезмерного падения напряжения момент на валу двигателя может быть недостаточно велик для его запуска, что недопустимо для наиболее ответственных двигателей. Защита минимального напряжения отключает другие, наименее ответственные потребители от сети, простой в работе, которых не отразится на работе системы в целом, благодаря чему ток самозапуска уменьшается и повышается до необходимого для запуска уровня напряжение.

Проектом предусмотрена установка двух сухих трансформаторов открытой установки ТМН 4000-35/6 кВ. Обусловлено это, как сказано выше, наличием потребителей 1 и 2 категорий, которые должны иметь два независимых источника питания, так как работа таких потребителей может быть приостановлена только на момент срабатывания аварийного ввода резерва [3].

К низкой стороне трансформаторов подключены ограничитель перенапряжения и короткозамыкатель, роль которых описана выше. Кроме того, до места включения высоковольтного выключателя присоединен трансформатор собственных нужд. Такой вариант подключения предусмотрен для того, чтобы в случае отключения высоковольтного выключателя на низкой стороне силового трансформатора продолжали работать оперативные цепи и цепи управления.

Высоковольтные выключатели на вводе секционированных шин 6 кВ необходимы для коммутационных действий. Секционный выключатель для

данных секций, как и для секций шин 35 кВ, предусматривает оперативное подключение оставшейся без питания секции к низкой стороне трансформатора, который заранее при проектировании рассчитывается на 140% загрузку.

К шинам 6 кВ подключаются трансформаторы собственных нужд для питания системы защиты, которая должна обеспечивать надежное срабатывание.

Кроме трансформаторов собственных нужд к шинам 6 кВ подключены трансформаторы для защиты от минимального напряжения, так как именно к этим шинам подключены двигатели, в том числе наиболее ответственные и мощные, запуск которых после устранения аварийной ситуации важен для правильной работы системы.

Также предусмотрено подключение к шинам батарей статических конденсаторов, которые необходимы для обеспечения емкостной составляющей реактивной энергии. Это связано с высокими тарифами на электроэнергию для предприятий, нагрузка которых имеет реактивный характер.

В ячейках РУ-6 кВ в начале линий, ведущих к потребителям, установлены автоматические выключатели.

Ячейка №1 питает фидер №8, который через ВЛ идет к КТП-2601 и КТП-2606 (комплектные трансформаторные подстанции), которые питают куст скважин №1.

К ячейкам №2 и №17 подключены измерительные трансформаторы напряжения, которые необходимы для реализации защит присоединений.

Ячейки № 3 и №18 являются, соответственно, вводами № 1 и №2 для КТП, питающей ДНС-0711 (дожимная насосная станция).

Через ячейки №5 и №14 осуществляется ввод напряжения 6 кВ с низкой стороны силового трансформатора.

В ячейках № 4 и №15 располагаются ТСН-1 и ТСН-2 (трансформаторы собственных нужд), необходимые для питания силовых цепей и цепей управления.

В ячейках №6 и №13 располагаются БСК-1 и БСК-2 (батареи статических конденсаторов).

Ячейки №7, №8, №11, №12 являются резервными.

В ячейках №9 и №10 располагаются секционный разъединитель и секционный выключатель 6 кВ.

Система учета подстанции «Фотон» реализована при помощи счетчиков, однако информацию с этих приборов можно получить только на самой подстанции, так как не реализована передача данных по каналу связи, что является большим недостатком, так как в результате этого ежемесячно необходимо выделять средства на выезд бригады для снятия показаний.

Система защиты подстанции реализована на блоках Micom, однако не реализована связь с диспетчером и оператором для дистанционного мониторинга состояния оборудования, что необходимо для оперативного выезда и последующего ремонта.

На подстанции реализованы молниезащита и заземление, однако в случае переноса потенциала при ударе молнии на корпуса нетоковедущих элементов может произойти поражение током человека. Эту ситуацию необходимо исключить.

Таким образом, недостатками подстанции «Фотон» является отсутствие единой автоматизированной системы технического учета и телеуправления, которая позволила бы работать подстанции автономно. Проектирование такой системы и является целью данного дипломного проекта. Кроме того, необходимо реализовать защиту от переноса потенциала на корпуса оборудования путем создания выносного заземления. Для реализации проекта необходимо решить следующие задачи:

- выбор средства измерения энергии;
- выбор защитной аппаратуры;

- выбор устройства сбора и передачи информации на верхний уровень;
- расчет электрических нагрузок;
- расчет токов короткого замыкания;
- проверка существующего оборудования, такого как выключатели, трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения;
- расчет уставок защиты;
- расчет выносного заземления;
- подсчет экономической целесообразности проекта.

2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчет нагрузок

Нагрузки необходимо рассчитать, чтобы в дальнейших расчетах, таких как проверка оборудования и расчет уставок использовать величины расчетного тока.

Расчет нагрузок будет вестись на основе известных для всех электроприемников данных, которые сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Исходные данные

Электроприемник	Номинальная мощность P_H , кВт	Коэфф. загрузки K_3	Коэфф. мощности φ	Коэфф. реактивной мощности $\text{tg } \varphi$
БСК 1	-	1.0	0.95	0.33
Буровая куст 1	1125.0	1.0	0.9	0.48
Ввод 1 ДНС-0711	200.	0.7	0.8	0.75
Ввод 2 ДНС-0711	200.0	0.7	0.8	0.75
Буровая куст 1 бис	1620.0	1.0	0.9	0.48
БСК-2	-	1.0	0.95	0.33

Расчет активной мощности ведется по формуле:

$$P = K_3 * P_H. \quad (1)$$

Расчет реактивной мощности ведется по формуле:

$$Q = K_3 * P_H * \text{tg } \varphi \quad (2)$$

Полная мощность может быть найдена по формуле:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (3)$$

Расчетный тока найден по формуле:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * U_H} \quad (4)$$

Приведенный к напряжению 35 кВ ток будет найден как:

$$I_{РВН} = \frac{I_p * 6}{35} \quad (5)$$

Результат расчетов сведен в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты расчетов

Электроприемник	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВАр	Полная мощность, кВА	Расчетный ток, А	Ток, приведенный к 35 кВ, А
БСК 1	-	-450.0	450.0	43.35	7.43
Буровая куст 1	1125.	540.0	1250.0	120.42	20.64
Ввод 1 ДНС-0711	140.0	105.0	175.0	16.86	2.89
Ввод 2 ДНС-0711	140.0	105.0	175.0	16.86	2.89
Буровая куст 1 бис	1620.0	777.6	1800.0	173.41	29.73
БСК-2	-	-450.0	450.0	43.35	7.43

Ток на вводе №1 6 кВ будет равен сумме токов потребителей:
 $I=43.35+120.42+16.86=180.63$ А. Приведенный к высокой стороне, этот ток будет равен $I_{ВН}=30.96$ А.

Ток на вводе №2 6 кВ будет равен сумме токов потребителей:
 $I=16.86+173.41+43.35=233.62$ А. Приведенный к высокой стороне, этот ток будет равен $I_{ВН}=40.05$ А.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет ТКЗ будет проводиться в относительных единицах. Токи трехфазного КЗ считаются для выбора и проверки коммутационно-защитной аппаратуры, токи двухфазного короткого замыкания используются для проверки уставок МТЗ.

Результаты промежуточного расчета сопротивлений сведены в таблицу 4, сопротивления до точек КЗ сведены в таблицу 5. Величины токов и мощностей КЗ и сведены в таблицу 6.

Величина базисной мощности:

$$S_B = 10 \text{ МВА.}$$

1 степень трансформации:

Базисное напряжение:

$$U_{\text{ср.ном}}=U_6=1.05*U_{\text{ном}}=1.05*35=36.75 \text{ кВ.} \quad (6)$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 36.75 \cdot 10^3} = 0.157 \text{ кА.} \quad (7)$$

2 ступень трансформации:

Базисное напряжение по формуле 6:

$$U_{\text{ср.ном}} = U_6 = 1.05 \cdot U_{\text{ном}} = 1.05 \cdot 6 = 6.3 \text{ кВ.}$$

Базисный ток по формуле 7:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 10^3} = 0.917 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы (известно):

$$X_{C1} = 18.088 \text{ Ом.}$$

$$X_{C1}^* = X_{C1} \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.134 \text{ ое} \quad (8)$$

$$X_{C2} = 17.255 \text{ Ом.}$$

$$X_{C2}^* = X_{C2} \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.128 \text{ ое} \quad (8)$$

При расчетах сопротивлений линий в данном проекте используется принцип: если суммарное активное сопротивление в точке составляет 30 % и более от суммарного индуктивного, то учитывается и индуктивное, и активное сопротивления, $\frac{100 \cdot R}{x} \geq 30 \% [4]$.

Сопротивление ВЛ 1 (ЗАС-95, L= 10.97 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.234 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.33 \text{ Ом/км.}$$

$$X = 0.234 \cdot 10.97 = 2.57 \text{ Ом.}$$

$$R=0.33*10.97=3.62 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 17.25 + 2.57 = 19.82 \text{ Ом.}$$

$100*3.62/19.82=18.25<30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.019 \text{ ое.}$$

Сопротивление кабельной линии 2 (ВВГ-6, L= 0.025 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.087 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.51 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.087*0.025=0.0021 \text{ Ом.}$$

$$R=0.51*0.025=0.013 \text{ Ом.}$$

$$Z = \sqrt{X^2 + R^2} = 0.0132 \text{ Ом.}$$

$$Z_B^* = Z * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.0033 \text{ ое.}$$

Сопротивление ВЛ 3 (СИП-95, L= 0.2 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.078*0.2=0.0156 \text{ Ом.}$$

$$R=0.31*0.2=0.062 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 18.088 + 2.57 + 0.0156 = 20.67 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.062 = 3.68 \text{ Ом.}$$

$100*3.68/20.67=17.81<30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.0039 \text{ ое.}$$

Сопротивление ВЛ 4 (СИП-95, L= 2.14 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.078 * 2.14=0.167 \text{ Ом.}$$

$$R=0.31*2.14=0.66 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 18.088 + 2.57 + 0.167 = 20.825 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.66 = 4.28 \text{ Ом.}$$

$100 \cdot 4.28 / 20.825 = 20.55 < 30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.042 \text{ ое.}$$

Сопротивление ВЛ 5 (СИП-95, L= 0.09):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X = 0.078 * 0.09 = 0.007 \text{ Ом.}$$

$$R = 0.31 * 0.09 = 0.028 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 18.088 + 2.57 + 0.007 = 20.66 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.028 = 3.648 \text{ Ом.}$$

$100 \cdot 6.65 / 20.66 = 17.65 < 30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.0017 \text{ ое}$$

Сопротивление ВЛ 6 (СИП-95, L= 0.071 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X = 0.078 * 0.071 = 0.0056 \text{ Ом.}$$

$$R = 0.31 * 0.071 = 0.022 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 19.82 + 0.0056 = 19.82 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.022 = 3.64 \text{ Ом.}$$

$100 \cdot 3.64 / 19.82 = 18.37 < 30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.0014 \text{ ое.}$$

Сопротивление ВЛ 7 (СИП-95, L= 0.1 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.078 * 0.1=0.0078 \text{ Ом.}$$

$$R=0.31*0.1=0.031 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 19.82 + 0.0078 = 19.83 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.031 = 3.65 \text{ Ом.}$$

$100*3.65/19.83=18.41<30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.00196 \text{ ое.}$$

Сопротивление ВЛ 8 (СИП-95, L= 2.5 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.078 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.31 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.078 * 2.5=0.195 \text{ Ом.}$$

$$R=0.31*2.5=0.775 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = 19.82 + 0.195 = 20.015 \text{ Ом.}$$

$$\sum r = 3.62 + 0.775 = 4.395 \text{ Ом.}$$

$100*4.4/20.015=21.95<30$, учитываем только индуктивное сопротивление.

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.05$$

Сопротивление кабельной линии 9 (ВВГ-6, L= 0.025 км):

$$X_{\text{уд}} = 0.087 \text{ Ом/км.}$$

$$r_{\text{уд}} = 0.51 \text{ Ом/км.}$$

$$X=0.087*0.025=0.0021 \text{ Ом.}$$

$$R=0.51*0.025=0.013 \text{ Ом.}$$

$$Z = \sqrt{X^2 + R^2} = 0.0132 \text{ Ом.}$$

$$Z_B^* = Z * \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0.0033 \text{ ое.}$$

Сопротивление силового трансформатора ТМН-4000/35:

$$X = \sqrt{U_{K\%} - \frac{(100 * P_{K3})^2}{S_{НОМ}^2}} * \frac{U_{НН}^2}{S_{НОМ}} * 10 = 0.27 \text{ Ом.}$$

$$X_B^* = X * \frac{S_B}{U_{СР.НОМ}^2} = 0.0022 \text{ Ом.}$$

Таблица 4 - Сопротивления в схеме замещения

Наименование	Значение сопротивления, ое
Энергосистема 1	0.134
Энергосистема 2	0.128
Линия 1	0.019
Силовой трансформатор 4000 кВА	0.0022
Линия 2	0.0033
Линия 3	0.0039
Линия 4	0.042
Линия 5	0.0017
Линия 6	0.0014
Линия 7	0.002
Линия 8	0.05
Линия 9	0.0033

Таблица 5 - Сопротивления в точках КЗ

Точка КЗ	Значение сопротивления, ое
1	0.153
2	0.147
3	0.155
4	0.149
5	0.1583
6	0.1589
7	0.197
8	0.1567
9	0.1504
10	0.151
11	0.199
12	0.1523

Расчет токов трехфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_B * Z_B^*} \quad (8)$$

$$I_{K31}^{(3)} = 1.03 \text{ кА};$$

$$I_{K32}^{(3)} = 1.07 \text{ кА};$$

$$I_{K33}^{(3)} = 5.919 \text{ кА};$$

$$I_{K34}^{(3)} = 6.157 \text{ кА};$$

$$I_{K35}^{(3)} = 5.79 \text{ кА};$$

$$I_{K36}^{(3)} = 5.77 \text{ кА};$$

$$I_{K37}^{(3)} = 4.66 \text{ кА};$$

$$I_{K38}^{(3)} = 5.855 \text{ кА};$$

$$I_{K39}^{(3)} = 6.1 \text{ кА};$$

$$I_{K310}^{(3)} = 6.076 \text{ кА};$$

$$I_{K311}^{(3)} = 4.61 \text{ кА};$$

$$I_{K312}^{(3)} = 6.024 \text{ кА}.$$

Расчет токов двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = I_{K3}^{(3)} * 0.87 \quad (9)$$

$$I_{K31}^{(2)} = 0.89 \text{ кА};$$

$$I_{K32}^{(2)} = 0.93 \text{ кА};$$

$$I_{K33}^{(2)} = 5.15 \text{ кА};$$

$$I_{K34}^{(2)} = 5.36 \text{ кА};$$

$$I_{K35}^{(2)} = 5.04 \text{ кА};$$

$$I_{K36}^{(2)} = 5.02 \text{ кА};$$

$$I_{K37}^{(2)} = 4.06 \text{ кА};$$

$$I_{K38}^{(2)} = 5.09 \text{ кА};$$

$$I_{K39}^{(2)} = 5.3 \text{ кА};$$

$$I_{K310}^{(2)} = 5.286 \text{ кА};$$

$$I_{K311}^{(2)} = 4.01 \text{ кА};$$

$$I_{K312}^{(2)} = 5.24 \text{ кА};$$

Расчет ударных токов:

$$i_y = I_{K3}^{(3)} * \sqrt{2} * K_y \quad (10)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \quad (11)$$

$$T_a = \frac{x_k}{314 * r_k} \quad (12)$$

$$i_{y1} = 2.62 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = 2.73 \text{ кА};$$

$$i_{y3} = 15.09 \text{ кА};$$

$$i_{y4} = 15.7 \text{ кА};$$

$$i_{y5} = 14.76 \text{ кА};$$

$$i_{y6} = 14.71 \text{ кА};$$

$$i_{y7} = 11.88 \text{ кА};$$

$$i_{y8} = 14.93 \text{ кА};$$

$$i_{y9} = 15.55 \text{ кА};$$

$$i_{y10} = 15.42 \text{ кА};$$

$$i_{y11} = 11.75 \text{ кА};$$

$$i_{y12} = 15.36 \text{ кА}.$$

Таблица 6 -Токи КЗ и ударные токи

Точка КЗ	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$S_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1	1.03	0.89	2.62	65.36
2	1.07	0.93	2.73	68.01
3	5.919	5.15	15.09	64.52
4	6.157	5.36	15.7	67.11
5	5.79	5.04	14.76	63.17
6	5.77	5.02	14.71	62.93
7	4.66	4.06	11.88	50.76
8	5.855	5.09	14.93	63.82
9	6.1	5.3	15.55	66.49
10	6.076	5.286	15.42	66.22
11	4.61	4.01	11.75	50.25
12	6.024	5.24	15.36	65.66

2.3 Выбор необходимого оборудования

Целью создания автоматизированной системы учета электроэнергии и телемеханики является снижение затрат ООО «Лукойл-Пермь» на энергоснабжение за счет внедрения автономной уровневой, от уровня самого предприятия до каждого объекта, в нашем случае- ячейки, системы управления. Объединение системы учета и телемеханики позволит диспетчеру, находящемуся в удаленном пункте, контролировать значения потребляемой энергии для каждого присоединения, а также наблюдать за процессом телемеханического управления, и, в случае необходимости его вмешательства, совершать необходимые переключения без выезда на место оперативного персонала.

АСДУ имеет несколько уровней:

- уровень возникновения информации (нижний уровень). Включает в себя релейно-защитную автоматику, счетчики электроэнергии, различные датчики;
- уровень сбора информации на объекте автоматизации (средний уровень);
- верхний уровень отвечает за обработку, представление данных.

Верхний уровень и уровень сбора информации рассмотрены в разделе автоматизации.

Выбор оборудования для нижнего уровня рассматривается ниже.

2.4 Выбор блоков защиты

Уровень сбора информации представлен непосредственно блоками микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) [5] и присоединенными к ним датчиками (устройствами). БМРЗ выбраны на основе сравнительного анализа, приведенного ниже.

Как было сказано во введении, в данном проекте выбор делается в сторону отечественных производителей, однако необходимо все же

сравнивать функционал предлагаемой продукции. В нашем случае выбор делается из наиболее распространенных и проверенных систем релейных защит, а именно БМРЗ, Micom[6] и REF[7]. В таблицах 7 и 8 ниже приведены основные виды защит и функции, обязательные к использованию на подстанции [8].

Любая понизительная подстанция включает в себя силовой трансформатор. Самыми опасными повреждениями трансформатора являются короткие замыкания между фазами на выводах и внутри бака, когда замыкается большое количество витков. Вследствие этого вырастает до больших значений ток и значительно снижается напряжение сети. Междофазная изоляция имеет большое сопротивление и хорошую изоляцию для уменьшения вероятности многофазных коротких замыканий, однако витковые замыкания на наружных выводах представляют большую проблему. Для предупреждения таких повреждений в проекте предусмотрена продольная дифференциальная защита, отключающая трансформатор.

Смежное оборудование также нуждается в защите от коротких замыканий, так как нагрев обмоток сверх допустимой температуры приводит к пробое изоляции и выходу из строя трансформатора. Для защиты от таких замыканий, как типовое решение, используется максимальная токовая защита с выдержкой времени и токовая отсечка. Токовая отсечка срабатывает при коротких замыканиях, когда необходимо максимально быстро отключить питание. МТЗ реализует защиту с выдержкой времени, например при перегрузке источника питания, когда значение тока превышает номинальное значение в течение какого-либо допустимого промежутка времени.

Еще одна защита, применяемая на подстанциях- газовая. При уменьшении количества масла в баке вследствие разного рода утечек должно происходить предупреждение оператора(1 степень газовой защиты), а затем отключение трансформатора. В совокупности с двумя степенями газовой защиты применяют аппаратуру для контроля температуры масла в баке,

которая при достижении заданного значения подает сигнал на блок защит, отключающий трансформатор.

Аварийные ситуации, связанные с короткими замыканиями, приводят, как говорится выше, к значительному росту тока и падению напряжения до недопустимой величины. Такая же ситуация возникает, когда мощность источника недостаточна. В результате этого не могут запуститься важные потребители, в основном двигатели большой мощности, так как момент на валу зависит от приложенного напряжения. Для защиты от потери или снижения напряжения используется ограничитель перенапряжений и ЗМН-защита от минимального напряжения, направленная на разгрузку источника питания путем временного отключения потребителей, простой которых не принесет к негативным последствиям. ОПН не относится к релейной защите, так как направлен на срабатывание повреждений, к которым релейная защита не чувствительна.

Еще один вид защиты- защита от максимального напряжения, которое может возникнуть в результате попадания молнии в токоведущие части. Для реализации такой защиты используются ограничители перенапряжений, работающие по принципу отвода разряда, и оборудование защиты от максимального напряжения, работа которой схожа с работой ЗМН, но отличается величиной контролируемого напряжения.

Первая функция защитной автоматики, предусмотренная в данном курсовом проекте- аварийный ввод резерва. Необходим, так как предприятия энергопромысла являются потребителями 1 и 2 категорий, что подразумевает резервирование источника питания и ввод резерва при выходе из строя одного источника.

Вторая функция защитной автоматики- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ). Необходима для увеличения надежности электроснабжения путем отключения выключателя последующего участка при несрабатывании выключателя на предыдущем участке при появлении аварийной ситуации.

Последняя функция- автоматическое повторное включение (АПВ). Необходима для включения отключившегося выключателя в случае возникновения неустойчивого короткого замыкания, которое может самоустраниться в течение некоторого промежутка времени. Как правило, бывают трехкратного действия. В случае успешного цикла АПВ линия запускается в работу без выезда ремонтной бригады на место аварии.

Таблица 7 -Защиты, реализуемые блоком

Вид защиты	БМРЗ	REF	Micom;Sepam
ТО	+	-	+
МТЗ	+	+	+
ОЗЗ	+	+	+
ЗМН	+	+	+
ЗПН	+	+	+
ДТО	+	+	+
ГЗ	+	+	+

Таблица 8 - Функции защит, реализуемые блоком

Функция защиты	БМРЗ	REF	Micom
УРОВ	+	+	+
АПВ	+	+	+
АВР	+	+	+

Блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ имеют в своем списке все вышеперечисленные защиты и функции, причем функции защиты и сами защиты выполняются одними и теми же блоками, что означает отсутствие необходимости установки двух блоков, например, у секционного выключателя, который должен иметь защиту вида МТЗ и ТО и функцию АВР, в то время как блоки Micom не имеют подобной возможности и требуют в этом случае установки двух отдельных блоков. Блоки Sepam имеют тот же недостаток, что и Micom.

REF от компании ABB имеют в своем списке функций и защит все необходимое, кроме защиты типа токовая отсечка (ТО). Ее реализация этими блоками возможна, но требует дополнительной настройки, что усложняет процесс монтажа и эксплуатации.

Все перечисленные блоки защит имеют дополнительно к вышеописанным защитами и функциям множество других возможностей, но в нашем случае для организации защиты ПС «Фотон» 35/6 достаточно реализовать только перечисленные в таблицах выше.

Исходя из того, что Schneider Electric, производитель и поставщик Micom и Sepam, и ABB, производитель и поставщик REF, являются иностранными фирмами, выбор в сторону этих производителей сделан не будет, так как все требуемые функции выполняются сполна блоками БМРЗ, причем стоимость блоков от отечественного производителя гораздо ниже. Следует также учесть возможные поломки оборудования и брак, что влечет за собой обращение к поставщику, что, в свою очередь, означает денежные затраты, которые могут быть уменьшены в случае выбора производителя из России. Таким образом, для установки в данном дипломном проекте выбраны блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ, подробная информация о которых представлена ниже.

Подстанция представляет собой систему, в которой существует два уровня напряжения- 6 кВ и 35 кВ. Кроме того, различные элементы, такие как высоковольтные выключатели разного напряжения, газовые реле, высокочувствительные температурные реле, секционные выключатели выполняют разные задачи, вследствие чего для их работы необходима установка различных блоков управления. Для реализации курсового проекта были выбраны блоки микропроцессорной релейной защиты(БМРЗ) различного исполнения.

Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ решает задачи защиты, автоматики, управления и сигнализации для присоединений напряжением от 0,4 до 35 кВ. Он подходит для установки в релейных отсеках КРУ собственных нужд электростанций, подстанций промышленных и коммунальных предприятий, объектов нефтегазового сектора, горнодобывающей отрасли, тяговых подстанций железных дорог и метро, а также на пунктах секционирования распределительных сетей 6–35 кВ.

Ключевые возможности блока:

—гибкая настройка и хранение конфигурации (защиты, автоматики, параметров осциллографа, назначения светодиодов) программным способом — местно или удалённо, с возможностью автоматического или дистанционного переключения наборов уставок;

—сигнализация о срабатываниях, положении коммутационных аппаратов и неисправностях блока — через реле, настраиваемые светодиоды и каналы АСУ;

—регистрация и хранение осциллограмм, аварийных и событийных журналов, накопленной информации;

—полный контроль выключателя: индикация состояния и исправности цепей управления, местное и удалённое управление, выбор режима управления, диагностика и расчёт остаточного ресурса;

—отображение текущих параметров защищаемого объекта, определение места повреждения, непрерывная самодиагностика с блокировкой всех выходов при неисправности во избежание ложных срабатываний;

—высокая помехозащищённость и устойчивость к перенапряжениям за счёт гальванической развязки цепей (включая питание), высокой прочности и сопротивления изоляции, а также защиты дискретных входов от помех и нарушений изоляции в цепях оперативного питания КРУ;

—Возможность создания пользовательских алгоритмов работы.

Блок реализован как программируемое устройство с «гибкой логикой» и двухуровневым программным обеспечением. Нижний, базовый уровень (БФПО) разрабатывается производителем и недоступен для изменений со стороны потребителя, а верхний — программный модуль конфигурации (ПМК) — создаётся пользователем в среде «Конфигуратор-МТ». В ПМК задаются параметры и логика защит, автоматики, сигнализации, управления, а также дополнительные алгоритмы с учётом особенностей присоединения.

Туда же входят настройки выходных реле, светодиодов, аварийных и оперативных событий, состава осциллограмм, коммуникаций с АСУ и функций синхронизации времени.

Питание блока возможно от сети переменного, постоянного или выпрямленного тока в диапазоне напряжений 66–264 В, при этом блок выдерживает перенапряжения в цепи питания амплитудой до 390 В.

Для связи с АСУ предусмотрен интерфейс RS-485 (протокол Modbus), работающий по принципу «ведущий — ведомый»: блок всегда выступает ведомым устройством, а ведущим может быть промышленный контроллер или обычный ПЭВМ. Пользователь самостоятельно задаёт скорость обмена (от 2400 до 115200 бод) и сетевой адрес (от 1 до 255). Максимальная длина линии связи зависит от типа витой пары и выбранной скорости и составляет от 500 до 1200 метров.

С помощью интерфейса RS-485 пользователь может использовать протоколы информационного обмена или протоколы синхронизации времени.

Пользователю доступны следующие протоколы информационного обмена:

- MODBUS;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

В зависимости от используемого протокола обмена в АСУ может быть передана следующая информация:

- значения параметров настроек блока;
- значения электрических параметров защищаемого присоединения;
- состояние входных и выходных дискретных сигналов блока;
- сигнализация срабатывания функций защит и автоматики;
- накопительная информация блока;
- журналы аварий и сообщений;

- осциллограммы;
- значение часов реального времени блока;
- результаты самодиагностики;
- прочие логические сигналы с алгоритмов защит и автоматики.

Также посредством АСУ в блок могут быть переданы команды:

- изменения параметров настройки блока;
- дистанционного управления выключателем;
- пуска осциллограммы;
- квитирования сигнализации;
- установки времени и даты, синхронизации времени

Защиты, реализуемые БМРЗ серии 150 представлены, в таблице 9.

Таблица 9 - Защиты и функции, реализуемые БМРЗ

ТО	токовая отсечка
МТЗ	максимальная токовая защита
ЛЗШ	логическая защита шин
ОЗЗ	защита от однофазных замыканий на землю
ЗПП	защита от потери питания
ЗМН	защита минимального напряжения
ЗПН	защита от повышенного напряжения
ДГз	дуговая защита
ЗОФ	защита от обрыва фаз и несимметрии нагрузки
ДТО	дифференциальная токовая отсечка
ДЗТ	дифференциальная защита с торможением
ГЗ	газовая защита
ДЗ	дистанционная защита с устройством блокировки при качаниях
ЛЗШн	направленная логическая защита шин
ЗАР	защита от асинхронного режима
МинТЗ	минимальная токовая защита
УРОВ	резервирование при отказе от выключателя
АПВ	автоматическое повторное включение
АВР	автоматическое включение резерва
ВНР	восстановление схемы нормального режима
АЧР	автоматическая частотная разгрузка
АРСН	автоматическая разгрузка по снижению напряжения
КЦН	контроль исправности цепей напряжения
ОМП	определение места повреждения при межфазных КЗ
ОКП	ограничение количества пусков электродвигателя

Параметры БМРЗ серии 150:

- 8 аналоговых входов;
- до 22 дискретных входов;
- до 21 дискретного входа;
- 2 порта RS-485;
- 2 порта Ethernet;
- габариты 195x175x170 мм;
- масса 3.7 кг;
- наличие аппаратной унификации.

Формирование команд управления выключателем делится на оперативное управление и управление по срабатыванию защит и автоматики.

Оперативное управление

Блок поддерживает три режима управления выключателем, причём в каждый момент времени активен только один из них: местное управление кнопками на пульте (МУ), дистанционное по дискретным сигналам (ДУ-ДС) или дистанционное по сигналам АСУ (ДУ-АСУ). Переключение между местным и дистанционным режимом выполняется кнопкой «МУ» на лицевой панели, а активное местное управление индицируется соответствующим светодиодом. В режиме МУ команды включения и отключения подаются только с пульта, а любые команды по дискретным входам или каналам АСУ блокируются. Если активирован программный ключ S781, местное управление полностью блокируется, и остаются только дистанционные варианты. При отсутствии сигнала на логическом входе «ОУ» реализуется дистанционное управление по дискретным сигналам («ОУ Включить» / «ОУ Отключить»). При наличии сигнала на входе «ОУ» вступает в силу дистанционное управление через АСУ (команды «АСУ_Включить» / «АСУ_Отключить»).

Включение выключателя

Включение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Включить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом включения. Выдача команды включения блокируется при:

- наличии команды отключения выключателя;
- обнаружении системой диагностики неисправности выключателя;

Возврат реле осуществляется при появлении сигнала на дискретном входе "РПВ" при условии отсутствия протекания тока по электромагниту включения

Отключение выключателя

Отключение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Отключить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом отключения. Выдача команды отключения блокируется при наличии сигнала "SF6 Q 2 ст." (сигнал снижения давления элегаза). При срабатывании защит, действующих на отключение, возможна блокировка оперативного включения (программные ключи S985, S986, S987, S988, S989), сброс блокировки осуществляется квитированием сигнализации.

Место подключения блоков БМРЗ показано на листе «Схема подключения датчиков и исполнительных устройств для системы автоматизированного учета электроэнергии и телемеханики на ПС «Фотон» 35/6 кВ».

Алгоритмы работы блоков БМРЗ представлены на листе «Алгоритмы работы защит и функций в блоках микропроцессорной релейной защиты БМРЗ».

2.5 Выбор средства измерения энергии

Для создания автоматизированной системы технического учета электрической энергии необходимо, кроме прочих элементов системы, выбрать сами средства измерения- счетчики. В наше время существует огромное множество счетчиков в различных исполнениях, поставляемое различными компаниями, в том числе зарубежными, однако, как уже было сказано во введении, существующая политическая обстановка привела к росту зарубежной валюты и, соответственно, к падению рубля в результате

наложения на нашу страну различных санкций, что существенно увеличило спрос на отечественную продукцию, которая не зависит от иностранной валюты. Кроме первичной стоимости самого оборудования, в данном случае счетчиков, необходимо учитывать возможность отказов и поломок оборудования, что приводит к обращению к компании-производителю. В случаях, когда оборудование вышло из строя по вине эксплуатирующей компании, сервис обслуживания будет платным. Затраты будут тем меньше, чем ближе находится сама эксплуатирующая компания и используемое ей оборудование и компания-поставщик, занимающаяся ремонтным обслуживанием. Из этих соображений выгоднее выбрать производителя в пределах территории России.

Как уже было сказано выше, выгоднее вести дела с отечественными производителями, так как соотношение рубля и зарубежной валюты на данный момент является не выгодным, отсюда следует, что обращение к отечественному производителю будет более выгодным, чем к зарубежному. Исходя из этих соображений для выбора счетчиков рассматриваются только российские компании- производители.

Выбор производится по функциональным возможностям, габаритным размерам и средней рыночной стоимости.

Первый вариант- электросчетчик ПСЧ-4ТМ.05МД05 [9]

Стоимость: 23 400 рублей.

Электросчетчик ПСЧ-4ТМ.05МД предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Счетчики могут применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в

энергосистемах, осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоков.

Счетчики предназначены для работы как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ), а также в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Работа электросчетчиков в однонаправленном режиме возможна только на линиях с потоком энергии в одном направлении. При этом исключается возможность искажения учета при неправильном подключении токовых цепей электросчетчика.

Тарификация

Счетчики ведут трехфазный и отдельный по каждой фазе сети (пофазный) многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Возможности:

- четыре тарифных зоны (тариф Т1-Т4 и сумма по всем тарифам),
- четыре типа дней (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны - 10 минут; чередование тарифных зон в сутках – до 144;
- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Ведение архивов

Ведут архивы тарифицированной учтенной электроэнергии (трехфазной и пофазной, активной, реактивной, прямого и обратного направления) и нетарифицированной энергии с учетом потерь (трехфазной, активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);

- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 дней;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Профиль мощности

Двухнаправленные электросчетчики ведут два независимых четырехканальных массива профиля мощности базовой структуры с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Регистрация максимумов мощности нагрузки

Могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому базовому массиву профиля мощности с использованием двенадцати сезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах электросчетчиков:

- от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу);
- за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

Измерение параметров сети и показателей качества электричества

Измеряют мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измеритель или датчик параметров.

Счетчики всех вариантов исполнения, независимо от конфигурации, работают как четырех квадрантные измерители с учетом направления и угла

сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети и могут использоваться для оценки правильности подключения электросчетчика.

Могут использоваться как измерители показателей качества электроэнергии по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

Испытательные выходы и формируемые сигналы

В конструкцию электросчетчиков заложены два гальванически развязанных испытательных выхода, относящихся к основному передающему тракту. Каждый из этих выходов можно настраивать на выдачу следующих типов сигналов:

- телеметрических импульсов по одному из каналов учета электроэнергии (активная или реактивная составляющая, прямое и обратное направление, в том числе с компенсацией потерь);
- сигнала, свидетельствующего о превышении заданного порога мощности (активной, реактивной, прямой или обратной направленности);
- командного сигнала для телеуправления;
- сигнала для проверки точности хода встроенного часового механизма (такая возможность есть только у выхода канала 0);
- управляющего сигнала для воздействия на нагрузку в соответствии с различными программируемыми условиями (также доступно только на канале 0).

Функция управления нагрузкой

Приборы учета способны выдавать управляющий сигнал на том же настраиваемом испытательном выходе (канал 0), руководствуясь заданными критериями. Это позволяет подключать внешнее силовое отключающее устройство для целей регулирования нагрузки.

Счетчики, поддерживающие функцию управления нагрузкой, могут эксплуатироваться в следующих режимах:

- лимитирование мощности подключаемой нагрузки;
- ограничение суммарной потребленной энергии за сутки;

— ограничение энергии за расчетный интервал (например, за месяц, если отсчет начинается с 1-го числа);

— контроль текущего напряжения в сети;

— мониторинг температуры самого прибора учета;

— управление нагрузкой по заранее составленному расписанию.

Все перечисленные режимы можно независимо разрешать или запрещать в любых сочетаниях. При этом вне зависимости от выбранных настроек формирование управляющего сигнала возможно также по команде оператора, переданной через интерфейс.

Регистрация событий и параметров

Приборы оснащены журналами событий, журналами показателей качества электроэнергии, журналами фиксации превышения порога мощности, а также статусным журналом.

Устройство индикации

Счетчики оборудованы жидкокристаллическим дисплеем с подсветкой, на который выводится учтенная электроэнергия (только для трехфазных сетей) и измеряемые текущие параметры. Для переключения режимов отображения предусмотрены три кнопки.

Дисплей может функционировать в одном из четырех режимов:

— отображение текущих измеряемых величин;

— вывод основных параметров;

— отображение вспомогательных параметров;

— индикация технологических параметров.

Коммуникационные интерфейсы

В приборах реализованы два равноправных, независимых и гальванически развязанных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Через эти интерфейсы обеспечивается возможность:

— установки, корректировки и синхронизации внутреннего времени;

— переключения режимов индикации;

— дистанционного управления нагрузкой (по команде оператора);

- сброса показаний (очистка регистров накопленной энергии);
- обнуления зафиксированных максимумов мощности;
- инициализации массивов профилей мощности;
- поиска адреса заголовка массива профиля;
- фиксации данных, получаемых во вспомогательных режимах измерения;
- перезапуска электросчетчика;
- инициализации прибора.

Электронные пломбы и датчик магнитного поля

В счетчиках установлены три энергонезависимые электронные пломбы, контролирующие:

- крышку корпуса самого прибора;
- защитную крышку клеммной колодки;
- защитную крышку, закрывающую интерфейсные цепи и батарейку.

Электронные пломбы фиксируют факт и время открытия/закрытия соответствующей крышки с формированием записи в журнале событий. Электронные пломбы функционируют как во включенном, так и в выключенном состоянии электросчетчиков.

В счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на электросчетчики магнитного поля повышенной индукции $2 \pm 0,7$ мТл (напряженность 1600 ± 600 А/м) и выше.

Технические характеристики:

- класс точности при измерении в прямом и обратном направлении активной энергии: 0.5s;
- класс точности при измерении в прямом и обратном направлении реактивной энергии: 1;
- номинальный (максимальный) ток, А: 1(2) или 5(10);
- базовый (максимальный) ток, А: 5(80);
- номинальное напряжение, В: $3 \times (120-230)/(208-400)$;

- установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков:
 $3 \times (96-265)/(166-460)$;

- предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В: от 0 до 440;

- номинальная частота сети, Гц: 50;

- точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сут: $\pm 0,5$;

Характеристики интерфейсов связи:

- скорость обмена по оптическому порту: 9600 бит/с (фиксированная);

- скорость обмена по порту RS-485: 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300;

- сохранность данных при прерываниях питания, лет: 40;

- защита информации: пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;

- самодиагностика: циклическая, непрерывная;

- температура окружающего воздуха, °С: От минус 40 до плюс 60

- средний срок службы, лет: 30

- масса, кг: 0.8

- габаритные размеры, мм: 171x113x66,5.

Второй вариант- электросчетчик CE303-S34 [10]

Стоимость: 22722 рублей.

Производитель и поставщик- ООО «Энергомера».

Счетчик является трехфазным, универсальным трансформаторного или непосредственного включения, предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии, мощности, частоты напряжения, коэффициентов активной и реактивной мощностей, углов между векторами фазных напряжений и векторами фазных токов и напряжений, среднеквадратического значения напряжения, силы тока.

Счетчик имеет возможность организации многотарифного учета электроэнергии с передачей накопленной информации через оптопорт, интерфейс RS485, радио RF433, PLC или GSM/GPRS модемы.

Счетчик обеспечивает

- хранение почасовых профилей нагрузки за 148 суток с интервалом усреднения от 1 до 60 минут; сохранность данных при отключении питания — не менее 10 лет;

- регистрацию событий (корректировки времени, пропадания напряжения, превышение лимитов) с фиксацией в журнале;

- управление нагрузкой через встроенное реле (по команде, по превышению мощности/энергии, с отключением);

- защиту от внешних воздействий (постоянная/переменная составляющая, магнитное поле до 200 мТ, изменение направления тока);

- самодиагностику, автокалибровку, контроль обрыва фаз/нуля с сигнализацией, защиту памяти от несанкционированного доступа (пароли, электронная пломба).

Функциональные возможности

Счётчик ведёт отдельный и суммарный учёт потреблённой и отпущенной активной и реактивной энергии нарастающим итогом по четырём тарифам. Доступны данные на конец текущего месяца, за 12 предыдущих месяцев, а также на конец суток и за 44 предыдущих дня. Помимо этого, прибор сохраняет графики активных и реактивных мощностей потребления, усреднённые за задаваемый 30-минутный интервал (глубина хранения — не менее 75 суток), и значение мощности, усреднённое за прошедшие три минуты. Фиксируется максимальная 30-минутная средняя мощность (активная и реактивная) за текущий и 12 прошедших месяцев отдельно по каждому из четырёх тарифов. На индикацию выводятся действующий тариф, направление электроэнергии (потребление или отпуск) и указанные выше параметры.

Счетчик измеряет и показывает:

- среднеквадратические значения фазных напряжений и токов;
- активную и реактивную мощность.

Особенности электросчетчика

- наличие оптического интерфейса;
- цифровой интерфейс RS485;
- модификации с PLC, GSM/GPRS и радиомодемом RF433;
- управление нагрузкой с использованием встроенного трехфазного реле;
- реле переменного тока для управления внешним коммутационным устройством;
- контроль вскрытия крышки (электронная пломба);
- сигнализация об отклонении от лимитов по мощности и потреблению;
- защита памяти данных и памяти программ от несанкционированных изменений (пароль счетчика, аппаратная блокировка);
- устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям.

Технические характеристики представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Характеристики счетчика CE303-S34

Величина	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении активной энергии:	1
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении реактивной энергии:	1
Номинальный (максимальный) ток, А	1 или 5
Базовый (максимальный) ток, А	5(60)
Номинальное напряжение, В	3x230/400
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	(0.75.1.5) от номинала
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47.5 до 52.5
Температура окружающего воздуха, °С	-40 +60
Средний срок службы, лет	30
Масса, кг:	3
Габаритные размеры, мм	85x175x280

Третий вариант- электросчетчик Меркурий 233 ART [11]

Стоимость: от 10500 рублей (в зависимости от комплектации).

Многофункциональный счётчик электроэнергии Меркурий 233 ART предназначен для одно- или двунаправленного учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных 3-х или 4-х проводных сетях переменного тока через измерительные трансформаторы или непосредственно с возможностью тарифного учёта по зонам суток, долговременного хранения и передачи накопленной информации по цифровым интерфейсным проводным или беспроводным каналам связи в центры сбора информации.

Эксплуатируются автономно или в составе любых информационно-измерительных систем технического и коммерческого учёта.

Отличительными особенностями данного счётчика является применение двух сменных интерфейсных модулей для максимальной гибкости в построении сетей сбора информации и наличие встроенного реле отключения нагрузки.

Функции:

- учёт активной и реактивной энергии отдельно и суммарно по тарифам за периоды: с момента сброса, текущие/предыдущие сутки, текущий/предыдущие 11 месяцев, текущий/предыдущий год;

- учёт активной энергии по каждой фазе и технических потерь в ЛЭП и трансформаторах;

- измерение мгновенных значений активной, реактивной и полной мощности (пофазно и суммарно с указанием направления), действующих токов и напряжений, углов между напряжениями, частоты, коэффициентов мощности, коэффициента искажения синусоидальности;

- хранение двухканального архива средних мощностей и профиля потерь с шагом от 1 до 45 мин (при шаге 30 мин – 85 суток);

- фиксацию утренних/вечерних максимумов мощности по ежемесячному расписанию;

— журнал событий (22 типа, по 10 записей на каждое): включение/выключение, пропадание фаз, вскрытие прибора, коррекция тарифов, превышение лимитов;

— контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) с регистрацией выхода напряжения и частоты за пределы норм (по 100 записей);

— управление нагрузкой через встроенное или внешнее реле (отключение при превышении лимитов мощности/энергии, в том числе УЗО).

Тарификатор счётчика обеспечивает возможность отдельного расписания для каждого дня недели с учётом исключённых дней для учёта по 4 тарифам в 16 временных зонах суток. Каждый месяц года программируется на индивидуальное тарифное расписание. Минимальный интервал действия тарифа в пределах суток – 1 минута.

Особенности счётчика:

— классы точности: 0,2S / 0,5S / 1,0;

— сменные модули интерфейсов: RS-485, GSM, Bluetooth, PLC, RF, Ethernet, ZigBee; встроенный оптопорт;

— резервное питание 5...16 В;

— измерение мощности, токов, напряжений, частоты, $\cos \varphi$;

— 4 телеметрических выхода + 1 выход управления нагрузкой;

— работа на увеличение показаний при любой фазировке (суммирование по модулю);

— самодиагностика, индикация ошибок, электронная пломба, подсветка ЖКИ;

— управление нагрузкой через встроенное реле или УЗО.

На ЖК-индикаторе отображается:

— активная и реактивная энергия (до 4 тарифов, нарастающим итогом с точностью 0,01 кВт·ч / кВар·ч);

— фазные напряжения и токи;

— активная, реактивная, полная мощность (пофазно и суммарно, время интеграции 1,28 с) с указанием квадранта;

— утренний/вечерний максимумы мощности за текущий и 3 предыдущих месяца;

— коэффициент мощности (пофазно и суммарно), углы между напряжениями, частота, коэффициент несинусоидальности;

— текущие время и дата.

Технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Характеристики счетчика Меркурий 233 ART

Величина	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении активной энергии:	0.5s
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении реактивной энергии:	1
Номинальный (максимальный) ток, А	5(10)
Номинальное напряжение, В	3*57,7/100
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47.5 до 52.5
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сут	±0,5
Характеристики интерфейсов связи:	
скорость обмена	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600
Защита информации	два уровня доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	Есть
Температура окружающего воздуха, °С	От минус 40 до плюс +55
Средний срок службы, лет	30
Масса, кг:	1,8
Габаритные размеры, мм	295*170*80

Выше перечислены наиболее функциональные счетчики, поставляемые российскими заводами-изготовителями. Они выполняют первичную задачу- измерение активной и реактивной мощностей двух направлений, тока, фазного напряжения, фиксируют максимумы нагрузки и превышение потребляемой мощности, измеряют показатели качества, обеспечение заданной точности измерения. Обязательным является требование ведения журнала событий и архивация этих журналов, что выполняется каждым из перечисленных счетчиков. Также они имеют 4 типа тарифов, благодаря чему можно учесть тариф на любой случай(будний день, суббота, воскресенье,

выходной день). Все перечисленные счетчики имеют возможность ограничения нагрузки путем отключения через внешние силовые аппараты. Для обеспечения бесперебойной работы и увязки с другими типами оборудования данные счетчики имеют стандартные интерфейсы RS-485 (recommended standart), кроме того, завод-изготовитель указывает в технических характеристиках, что эта продукция может быть использована как для автономной работы, так и для работы в составе системы учета, что важно, так как целью данного проекта является создание такой системы.

Из трех наилучших вариантов в данном проекте выбирается первый, а именно ПСЧ-4ТМ.05МД05 трансформаторного включения. Выбор обоснован средней стоимостью, меньшей, чем второй вариант, и немного большей, чем третий. Функции, выполняемые счетчиками типа ПСЧ и СЕ практически совпадают, однако стоимость первого меньше на 20 %. Если сравнить первый и третий варианты, стоимостью, соответственно, 9800 и 8400 рублей, то предпочтительнее вариант 3, так как функционал данного счетчика ни в чем не уступает первому и второму, однако его габариты намного превосходят габариты счетчика типа ПСЧ, что усложняет планирование его установки в ячейку и непосредственно сам монтаж. Вследствие небольшой разницы в цене, но большой разницы в габаритных размерах выбран счетчик ПСЧ-4ТМ.05МД05, ООО «ТК Метрия», г.Нижний Новгород.

Состав устройства сопряжения

В конструкцию устройства сопряжения входят следующие узлы:

- датчики для измерения тока и напряжения;
- блок питания, рассчитанный на трёхфазное включение;
- узел оптронной развязки;
- драйвер линии связи RS-485;
- часы реального времени с резервным питанием от литиевого элемента;
- кнопка электронной пломбы, контролирующая крышку клеммной колодки (обозначена как S1);

— кнопка электронной пломбы, фиксирующая вскрытие крышки, закрывающей интерфейсные разъёмы и батарейный отсек (S2).

Принцип работы датчиков тока и напряжения

Роль датчиков тока выполняют измерительные трансформаторы, включённые последовательно в каждую токовую цепь. В качестве датчиков напряжения применяются резистивные делители, подключённые параллельно каждой цепи напряжения. Сигналы, снимаемые с датчиков напряжения и тока, подаются на входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП), интегрированного непосредственно в микроконтроллер.

Характеристики трёхфазного блока питания

Блок питания трёхфазного типа содержит три стабилизированных источника, каждый из которых запитывает соответствующую часть прибора: измерительную, управляющую и интерфейсную. Питание интерфейсной части гальванически развязано от двух других источников и от питающей сети; напряжение изоляции составляет не менее 4000 В переменного тока.

Блок сохраняет работоспособность при подключении счётчика как к четырёхпроводной, так и к трёхпроводной сети (без нулевого провода), а также при пропадании одного или даже двух фазных напряжений. Узел оснащён встроенной защитой от перенапряжения и способен длительно выдерживать напряжение до 440 В на любых двух фазах.

Блок оптронных развязок

Узел оптронной развязки построен на парах светодиод–фототранзистор и служит для гальванической изоляции внутренних цепей счётчика от внешних. Через этот блок проходят сигналы испытательных выходов, цифрового входа и интерфейса RS-485.

Драйвер RS-485

Драйвер интерфейса RS-485 преобразует сигналы, поступающие от микроконтроллера, в уровни дифференциальной линии RS-485 и выполняет обратное преобразование. К одной линии RS-485 допускается подключать до 64 счётчиков модели ПСЧ-4ТМ.05МД.

Кнопки электронных пломб S1 и S2

Кнопки S1 и S2 работают как датчики, фиксирующие сам факт и точное время вскрытия соответственно крышки клеммной колодки и крышки, за которой находятся интерфейсные разъёмы и батарейный отсек. Электронные пломбы активны только при включённом счётчике. Сведения о вскрытии крышки (момент времени и сам факт) заносятся в соответствующий журнал событий.

Устройство управления (УУ) выполнено на основе однокристального микроконтроллера и включает в себя:

- микроконтроллер;
- энергонезависимые запоминающие устройства;
- цифровой термометр;
- оптопорт;
- жидкокристаллический индикатор (ЖКИ);
- кнопки управления режимами индикации;
- два светодиодных индикатора.

Микроконтроллер (МК) управляет всеми узлами счетчика и реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Управление узлами счетчика производится через программно-аппаратные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК :

- SPI интерфейс для связи с памятью параметров и данных, памятью журналов событий и памятью хранения массивов профиля мощности;
- I²C интерфейс для связи с внутренними часами, ЖКИ и термометром;
- трехпроводный интерфейс для связи с драйвером RS-485;
- двухпроводный интерфейс для связи с оптическим интерфейсом.

МК производит циклический опрос кнопок управления, подключенных к его портам ввода/вывода, и управление жидкокристаллическим индикатором для отображения измеренных данных. МК организует

независимый, равно приоритетный обмен данными по интерфейсу RS-485 и оптическому порту и управляет направлением передачи драйвера RS-485.

В состав УУ входят микросхемы энергонезависимых запоминающих устройств:

- память параметров и данных;
- память журналов событий;
- память массивов профилей мощности.

Оптический интерфейс соответствует ГОСТ Р МЭК 61107-2001 и выполняет функцию преобразования уровней сигналов интерфейса, поступающих от МК, в последовательность световых импульсов инфракрасного диапазона и функцию обратного преобразования.

Принцип измерения физических величин

Измерительная часть счетчика построена по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока последовательно по шести аналоговым каналам. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной, полной и реактивной мощности, коэффициента активной мощности, активной и реактивной мощности потерь в каждой фазе сети.

Формула для вычисления среднего за период значения активной

мощности:
$$P = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i * I_i}{n}$$

Для полной мощности:
$$S = \frac{\sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2} * \sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}}{n}$$

Для напряжения:
$$U_{СКЗ} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2}{n}}$$

Для тока:
$$I_{СКЗ} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}{n}}$$

В этих формулах U_i , I_i –выборки мгновенных значений напряжений и токов АЦП, n-число выборок за период.

Среднее за период значение реактивной мощности: $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$

Вычисление средних за период мощностей трехфазной системы производится алгебраическим (с учетом знака направления) суммирование соответствующих мощностей однофазных измерений.

Формула для вычисления активной мощности потерь за период в каждой фазе: $P_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 * P_{\Pi.Л.НОМ} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 * P_{\Pi.Н.НОМ} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 * P_{\Pi.ХХ.НОМ}$

Формула для вычисления реактивной мощности потерь за период в каждой фазе: $Q_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 * Q_{\Pi.Л.НОМ} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 * Q_{\Pi.Н.НОМ} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 * Q_{\Pi.ХХ.НОМ}$

В этих формулах I-среднеквадратическое значение тока за период; U-среднеквадратическое значение фазного напряжения; $P_{\Pi.Л.НОМ}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи; $P_{\Pi.Н.НОМ}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе; $P_{\Pi.Х.Х.НОМ}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе; $Q_{\Pi.Л.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи; $Q_{\Pi.Н.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе; $Q_{\Pi.Х.Х.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе.

Номинальные мощности вводятся в счетчик как конфигурационные параметры.

По измеренным за период средним значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии.

2.6 Проверка оборудования

Данные расчеты необходимо провести, так как система технического учета энергии и система телемеханического управления подразумевают использование установленных приборов, а именно трансформаторов тока,

измерительных трансформаторов напряжения и силовых выключателей. Все оборудование является существующим и нуждается только в проверке.

2.6.1 Проверка выключателей

Выключатели выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, по типу, роду установки и проверяют на электродинамическую, термическую стойкость и отключающую способность в режиме короткого замыкания [12].

Номинальное напряжение : $U_{\text{НОМ.А}} \geq U_{\text{НОМ}}$.

Номинальный ток : $I_{\text{НОМ.А}} \geq I_{\text{РАСЧ}}$.

Номинальный ток отключения: $I_{\text{НОМ.ОТ}} \geq I_{\text{Р.ОТ}}$.

Допустимый ударный ток КЗ: $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{У,РАСЧ}}$.

Ток термической стойкости: $I_t * \sqrt{t} \geq I_{\infty} * \sqrt{t_{\text{Ф}}}$

Выключатель VD-40.12.25

Параметры выключателя представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Параметры выключателя

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	40.5
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	25
Ток термической стойкости, кА при 3 с	25
Ударный ток, кА	30
Собственное время отключения, мс	45

Проверка по номинальному напряжению: $40.5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$.

Проверка по номинальному току: $1250 \text{ А} \geq 30.96 \text{ А}$.

Проверка по номинальному току отключения: $25 \text{ кА} \geq 0.064 \text{ кА}$.

Проверка по току термической стойкости: $25 \text{ кА} \geq 1.03 \text{ кА}$.

Проверка на электродинамическую стойкость: $30 \text{ кА} \geq 2.62 \text{ кА}$.

Выключатель проходит проверку по всем параметрам.

Выключатель ВВ/TEL-10

Параметры выключателя представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Параметры выключателя

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток термической стойкости, кА при 3 с	21
Ударный ток, кА	51
Собственное время отключения, мс	54

Проверка по номинальному напряжению: $10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$.

Проверка по номинальному току: $1000 \text{ А} \geq 233.62 \text{ А}$.

Проверка по номинальному току отключения: $20 \text{ кА} \geq 0.36 \text{ кА}$.

Проверка по току термической стойкости: $21 \text{ кА} \geq 5.19 \text{ кА}$.

Проверка на электродинамическую стойкость: $51 \text{ кА} \geq 15.09 \text{ кА}$.

Выключатель проходит проверку по всем параметрам.

2.6.2 Проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, по первичному номинальному току, по роду установки, по классу точности, проверяют на электродинамическую и термическую стойкости [12].

Номинальное напряжение : $U_{\text{НОМ.ТТ}} \geq U_{\text{НОМ}}$.

Номинальный ток : $I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАСЧ}}$.

Допустимая кратность тока КЗ: $K_{\text{Д}} \geq \frac{i_{\text{у,РАСЧ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}}}$.

Допустимая кратность односекундного тока термической стойкости:

$$K_{\text{Т.С}} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\Phi}}}{I_{1\text{НОМ}} \cdot \sqrt{t_{\text{НОМ.Т.С}}}}$$

Трансформатор тока АСН-36

Параметры трансформатора приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Параметры трансформатора

Параметр	Значение
Рабочее напряжение, кВ	36
Номинальный ток первичной обмотки, А	150
Номинальные токи вторичной обмотки, А	5 (1)
Предельная кратность	20

Ток односекундной термической стойкости, кА	80
---	----

Проверка по номинальному напряжению: $36 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$.

Проверка по току первичной обмотки: $150 \text{ А} \geq 40.05 \text{ А}$.

Допустимая кратность тока КЗ: $20 \geq 2620/1.14/150=15.32$.

Допустимая кратность односекундного тока термической стойкости:
 $80 \geq 1030 \cdot 1/150=6.86$.

Трансформатор тока проходит проверку по всем перечисленным параметрам.

Трансформатор тока ТОЛ-10-1

Параметры трансформатора приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Параметры трансформатора

Параметр	Значение
Рабочее напряжение, кВ	10
Номинальный ток первичной обмотки, А	1000
Номинальные токи вторичной обмотки, А	5 (1)
Предельная кратность	15
Ток односекундной термической стойкости, кА	40

Проверка по номинальному напряжению: $10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$.

Проверка по току первичной обмотки: $1000 \text{ А} \geq 233.62 \text{ А}$.

Допустимая кратность тока КЗ: $15 \geq 15700/1.14/1000=13.77$.

Допустимая кратность односекундного тока термической стойкости:
 $40 \geq 5360 \cdot 1/1000=5.36$.

Трансформатор тока проходит проверку по всем перечисленным параметрам.

2.6.3 Проверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению, классу точности, по схеме соединения обмоток. Проверяют по вторичной нагрузке подключенных приборов [12].

Проверка по номинальному напряжению: $U_{\text{НОМ.ТН}} \geq U_{\text{НОМ}}$.

Проверка по вторичной нагрузке подключенных приборов: : $S_{\text{НОМ}} \geq S_2$,
 где $S_2 = \sqrt{(\sum S_{\text{ПРИБ}} * \cos\varphi)^2 + (\sum S_{\text{ПРИБ}} * \sin\varphi)^2}$.

Трансформатор напряжения тjr 7.1

Параметры измерительного трансформатора представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Параметры трансформатора

Параметр	Значение
Класс напряжения, кВ	36
Номинальная нагрузка, ВА	75

Проверка по напряжению: $36 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки: подключенный потребитель-блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152, потребляемая им мощность составляет $S=14 \text{ ВА}$ при коэффициенте мощности $\cos\varphi = 0.9$. Нагрузка вторичной обмотки измерительного трансформатора составит:

$$S_2 = \sqrt{(14 * \cos 0.9)^2 + (14 * \sin 0.9)^2} = 13.99 \text{ ВА}$$

$$75 \text{ ВА} \geq 13.99 \text{ ВА}$$

Измерительный трансформатор напряжения проходит по условиям выбора и проверки.

Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6

Параметры измерительного трансформатора представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Параметры трансформатора

Параметр	Значение
Класс напряжения, кВ	7.2
Номинальная нагрузка, ВА	100

Проверка по напряжению: $36 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки: подключенные потребители-блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152 в количестве 7 штук, потребляемая одним блоком мощность составляет $S=14 \text{ ВА}$ при

коэффициенте мощности $\cos\varphi = 0.9$. Нагрузка вторичной обмотки измерительного трансформатора составит:

$$S_2 = \sqrt{(7 * 14 * \cos 0.9)^2 + (7 * 14 * \sin 0.9)^2} = 98 \text{ ВА}$$
$$100 \text{ ВА} \geq 98 \text{ ВА.}$$

Измерительный трансформатор напряжения проходит по условиям выбора и проверки.

Оборудование удовлетворяет условиям проверки, следовательно, с уверенностью может быть использовано системой технического учета и телемеханического управления.

2.7 Расчет уставок МТЗ

Для обеспечения отстройки от максимального тока нагрузки ток срабатывания защиты должен быть равен:

$$I_{\text{с.з.}} \geq \frac{K_{\text{Н}} * K_{\text{с.з.}} * I_{\text{РАБ.МАКС.}}}{K_{\text{В}}}$$

где $K_{\text{Н}}=1.2$ - коэффициент надежности [12];

$K_{\text{сз}}$ - коэффициент самозапуска, равен 2 при наличии электродвигатели 6 кВ, равен 1.1, если электродвигатели отсутствуют – 1.1 [13];

$I_{\text{РАБ.МАКС.}}$ - максимальный рабочий ток линии;

$K_{\text{В}}=0.95$ - коэффициент возврата защиты [13].

В случае необходимости ток срабатывания отстраивают с $K_{\text{отс}}=1.1$.

После расчета токов срабатывания ведется расчет тока срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}} * I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{Т}}}$$

где $K_{\text{сх}}=1$ - коэффициент схемы, показывающий во сколько раз ток в реле больше, чем ток во вторичной обмотке трансформатора тока при нормальном симметричном режиме работы защищаемого элемента при схемах включения измерительных реле на фазные токи (полная и неполная "звезда") [13];

K_T - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Проверка защит на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{уст}}}$$

Чувствительность в основной зоне защиты должна составлять 1.5 и больше, в резервной- от 1.25 [13].

Для определения основных и резервных зон защиты обратимся к рисунку 1.

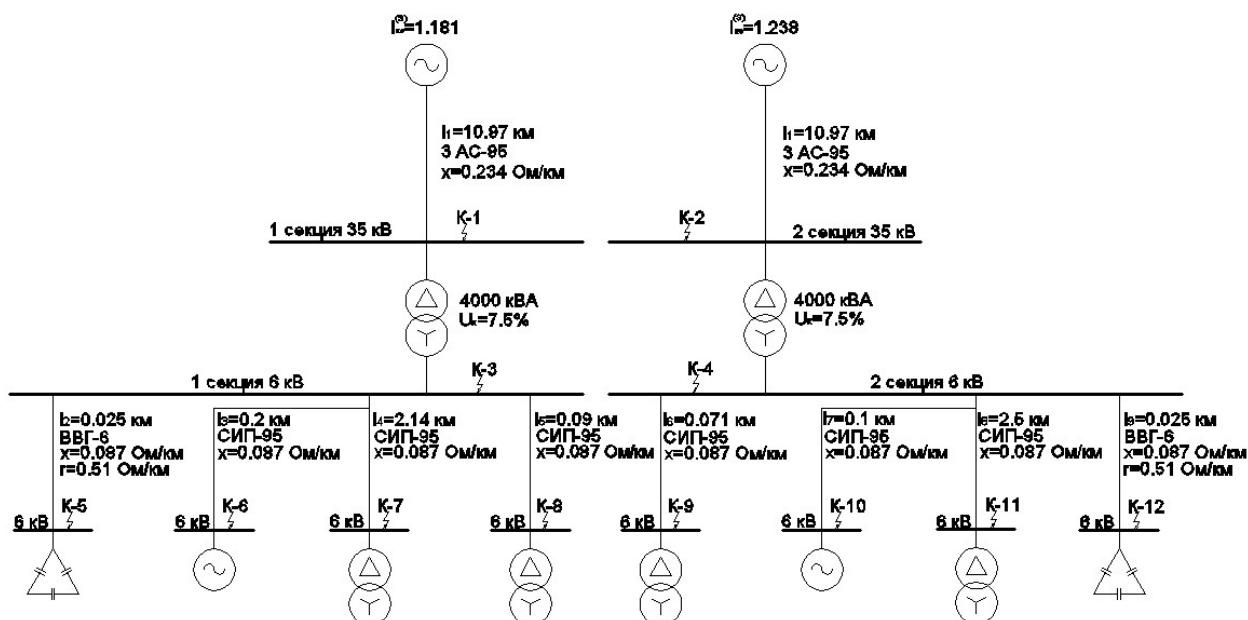


Рисунок 1 - Схема для расчетов токов короткого замыкания

Результаты расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Токи кз, рассчитанные ранее

Точка КЗ	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗ}}^{(2)}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
1	1.03	0.89	2.62
2	1.07	0.93	2.73
3	5.919	5.15	15.09
4	6.157	5.36	15.7
5	5.79	5.04	14.76
6	5.77	5.02	14.71
7	4.66	4.06	11.88

Продолжение таблицы 18

8	5.855	5.09	14.93
9	6.1	5.3	15.55
10	6.076	5.286	15.42
11	4.61	4.01	11.75
12	6.024	5.24	15.36
13	10.49	9.13	26.75
14	10.83	9.42	27.62
15	10.86	9.45	27.69
16	10.4	9.05	26.52

Результаты расчетов токов срабатывания и токов реле приведены в таблице 19.

Расчет коэффициентов чувствительности для основной и резервной зон защиты представлен в таблице 20.

Карта селективности защиты сведена в таблицу 21, время срабатывания выбрано в соответствии с технической документацией по БМРЗ-152.

Таблица 19 - Результат расчета

Место установки защиты	K_H	K_B	K_T	$K_{CЗ}$	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	$I_{\text{ср.защ}}, \text{А}$	$I_{\text{ср.реле}}, \text{А}$
Ввод 35 кВ №1	1.2	0.95	20	1.1	30.97	61.89	3.09
Ввод 35 кВ №2	1.2	0.95	20	1.1	40.05	61.89	3.09
Секц. выкл. 35 кВ	1.2	0.95	20	1.1	40.05	56.27	2.81
От шины 35 кВ к Т1	1.2	0.95	20	1.1	30.97	43.03	2.15
От шины 35 кВ к Т2	1.2	0.95	20	1.1	40.05	56.27	2.81
Ввод 6 кВ №1	1.2	0.95	120	1.1	180.63	357.06	2.97
Ввод 6 кВ №2	1.2	0.95	120	1.1	233.62	357.06	2.97
Секц. выкл. 6 кВ	1.2	0.95	120	1.1	233.62	324.6	2.7
К БСК-1	1.2	0.95	10	1.1	43.35	60.23	6.02
К кусту 1, фидер 08	1.2	0.95	40	2	120.4	304.16	7.6
Ввод 1 ДНС-0711	1.2	0.95	20	1.1	16.86	23.43	1.17
Ввод 2 ДНС-0711	1.2	0.95	20	1.1	16.86	23.43	1.17
К кусту 1 бис	1.2	0.95	40	2	173.4	438.06	10.96
К БСК-2	1.2	0.95	10	1.1	43.35	60.23	6.02

Таблица 20 - Расчет коэффициентов чувствительности

Место установки защиты	$I_{\text{кЗ}}^{(2)}$ для основной зоны, кА	$I_{\text{кЗ}}^{(2)}$ для резервной зоны, кА	Ток уставки, А	$K_{\text{ч}}$ для основной зоны	$K_{\text{ч}}$ для резервной зоны
Ввод 35 кВ №1	0.89	5.15	64	13.9	80.5
Ввод 35 кВ №2	0.93	5.36	64	14.5	83.7
Секц. выкл. 35 кВ	0.93	5.36	58	16.0	92.4

Продолжение таблицы 20

От шины 35 кВ к Т1	0.89	5.15	45	19.7	114.4
От шины 35 кВ к Т2	0.93	5.36	58	16.0	92.4
Ввод 6 кВ №1	5.15	4.06	360	14.3	11.3
Ввод 6 кВ №2	5.36	4.01	360	14.9	11.14
Секц. выкл. 6 кВ	5.36	4.01	325	16.5	12.3
К БСК-1	5.04	-	62	81.3	-
К кусту 1, фидер 08	5.02	-	306	16.4	-
Ввод 1 ДНС-0711	5.09	-	25	203.6	-
Ввод 2 ДНС-0711	5.3	-	25	212.0	-
К кусту 1 бис	5.29	-	445	11.9	-
К БСК-2	5.24	-	62	84.5	-

Таблица 21 - Селективность защиты

Место установки защиты	Ток уставки, А	Время, с
Ввод 35 кВ №1	64	1.6
Ввод 35 кВ №2	64	1.6
Секц. выкл. 35 кВ	58	1.3
От шины 35 кВ к Т1	45	1.0
От шины 35 кВ к Т2	58	1.0
Ввод 6 кВ №1	360	0.8
Ввод 6 кВ №2	360	0.8
Секц. выкл. 6 кВ	325	0.6
К БСК-1	62	0.4
К кусту 1, фидер 08	306	0.4
Ввод 1 ДНС-0711	25	0.4
Ввод 2 ДНС-0711	25	0.4
К кусту 1 бис	445	0.4
К БСК-2	62	0.4

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ

3.1 Состав автоматизированной системы

Автоматизированная система учета электроэнергии и телемеханики позволит снизить затраты ПАО «Лукойл» на энергоснабжение за счет внедрения автономной уровневой, от уровня самого предприятия до каждого объекта, в нашем случае- ячейки, системы управления. Объединение системы учета и телемеханики позволит диспетчеру, находящемуся в удаленном пункте, контролировать значения потребляемой энергии для каждого присоединения, а также наблюдать за процессом телемеханического управления, и, в случае необходимости его вмешательства, совершать необходимые переключения без выезда на место оперативного персонала.

АСДУ имеет несколько уровней:

- уровень возникновения информации (нижний уровень). Включает в себя релейно-защитную автоматику, счетчики электроэнергии, различные датчики;
- уровень сбора информации на объекте автоматизации (средний уровень);
- верхний уровень отвечает за обработку, представление данных.

3.2 Верхний уровень

Этот уровень представлен в виде сервера MicroSCADA [14], охватывающего АРМы (автоматизированные рабочие места). MicroSCADA-это модульная структура программного обеспечения, к которой подключено большое количество модулей прикладных библиотек для решения конкретных задач конкретных областей. Поддерживает все современные протоколы связи, кроме того связь с офисными стандартами Microsoft, что определяет его использование в данном дипломном проекте.

Функции SCADA:

- контроль и управление процессом электроснабжения;
- считывание, изменение и замена уставок на релейных терминалах;

- считывание и анализ осциллограмм;
- самодиагностика;
- управление коммутационными аппаратами с контролем каналов связи и цепей управления;
- технический учет электроэнергии;
- контроль и анализ качества электроэнергии;
- подсчет числа срабатываний коммутационных аппаратов;
- архивирование данных;
- считывание профилей нагрузок со счетчиков;
- журнал событий.

Связь с сервером обеспечивается при помощи модема, рассмотренного в разделе описания среднего уровня.

3.3 Средний уровень

Данный дипломный проект предусматривает установку на ПС «Фотон» 35/6 кВ RTU560 [15] в качестве контролируемого пункта (верхний уровень). RTU- удаленное терминальное устройство. Основными функциями системы телеуправления является сбор и обработка сигналов процесса, непосредственно подключенных к устройству, кроме этого, система предназначена для маршрутизации данных по последовательным линиям связи, как в пределах контролируемого объекта, так и на верхний уровень к АРМ. Под подключением других устройств понимается соединение по последовательным интерфейсам с устройствами защиты и контроля энергии.

MicroSCADA оптимизирована для RTU 560, в результате чего эти наименования тесно связаны друг с другом и применяются парно.

Сбор данных осуществляется платами ввода/ вывода. Возможное общее количество используемых плат возрастает из-за возможности параллельной работы сегментов. Максимальное количество подключенных сигналов ввода/ вывода:

- 4 сегмента периферийной шины;

- 6 стоек ввода/ вывода на каждый сегмент периферийной шины;
- 24 стойки ввода/ вывода на один RTU 560;
- максимально возможное количество подключенных точек процесса составляет 5000 для одного RTU 560.

RTU 560 поддерживает все современные протоколы связи, включая:

- для связи с центрами управления:

- МЭК 60870-5-101;

- МЭК 60870-5-104;

- DNP 3.0;

- для связи с подчиненными устройствами:

- МЭК 60870-5-101;

- МЭК 60870-5-103;

- МЭК 61107.

RTU 560 предусматривает резервирование процессора, в результате чего в случае бездействия одного ЦП или канала связи резервный ЦП может брать на себя выполнение задач после того, как к нему будет произведено обращение из центра управления сетью (верхний уровень). Данная концепция может быть расширена до двух комплектов ЦП, что позволит переключать четыре сегмента периферийной шины, кроме того возможна установка резервных источников питания, что обеспечивает максимальную надежность системы.

Преимущества RTU 560:

- многоуровневое система диспетчерского управления;

- модульный принцип с возможностью наращивания элементов системы;

- программное обеспечение RTU 560 имеет простой и понятный интерфейс, не требующий профессиональных знаний программирования;

- тесная интеграция RTU 560 и программного обеспечения, позволяющая отражать структуру предприятия.

В состав RTU 560 входит:

- блок питания 560PSU01;
- модуль связи 560CMU05;
- модуль ввода 23BE23;
- модуль вывода 23BA20;
- модем 23WT24.

Блок питания 560PSU01

- входное напряжение 24..60 В DC;
- выходное напряжение 5 и 24 В DC;
- может использоваться в качестве резервного источника питания.

Модуль связи 560CMU05

- основной модуль RTU560 bit CPU;
- 4 последовательных асинхронных интерфейса связи (RS-232 или RS-485) для локальной или удаленной сети;
- 2 Ethernet интерфейса (10/100BaseT).

Модуль дискретного ввода 23BE23

- 16 каналов;
- светодиодная индикация каждого входа;
- разрешение 1 мс;
- напряжение 24..60 В DC;

Модуль дискретного выхода 23BA20

- 16 каналов;
- 1,2-полюсные команды;
- напряжение 24..60 В DC;
- макс ток: 2 А пот 24 В DC.

Модем 23WT24

- FSK- устройство со скоростью передачи 9600 бод;
- разъем на передней панели RS-232.

Схема подключения представлена на рисунке 2.

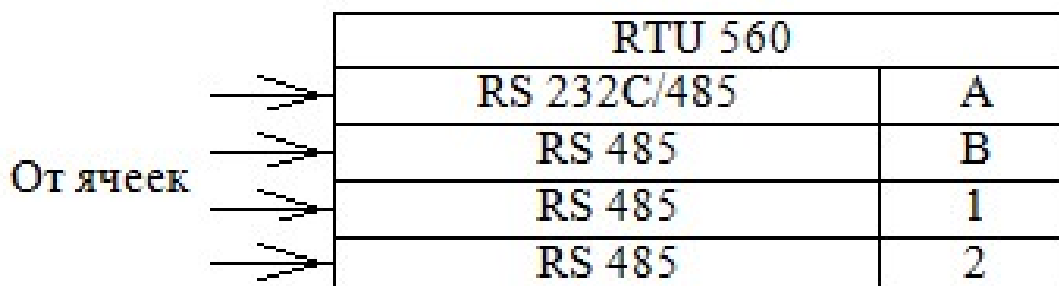


Рисунок 2 - Порядок присоединения каналов связи к блоку РТУ

3.4 Нижний уровень

Нижний уровень представлен исполнительными устройствами-блоками защиты и датчиками. Данное оборудование было выбрано в разделе электроснабжения, однако с точки зрения автоматизации необходимо описать выбранные блоки и представить порядок их работы.

3.4.1 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-КСЗ-01

Блок предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 35 кВ, в нашем проекте используется для защиты линии и управления выключателем 35 кВ, управления секционным выключателем.

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim$ /= 66-264 В)
- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 8 аналоговых входов (контроль фазных токов, тока нулевой последовательности, линейного напряжения и напряжения нулевой последовательности)
- 22 дискретных входа (управление выключателем +свободно назначаемые входы для реализации особенной схемы защиты)

-21 дискретный выход (отключение, включение выключателя, сигнализация, отказ БМРЗ+ свободно назначаемые выходы)

3.4.2 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-УЗТ-01

Предназначен для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики и сигнализации двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением (ВН) до 110 кВ, а также токоограничивающих реакторов, шин, ошиновок и линий электропередачи малой протяженности.

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim$ /= 66-264 В)
- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 8 аналоговых входов (контроль фазных токов высокой и низкой стороны, линейных напряжений трансформаторов высокой и низкой стороны)
- 22 дискретных входа (управление выключателем, проверка готовности выключателя, 2 ступени газовой защиты +свободно назначаемые входы для реализации особенной схемы защиты)

-21 дискретный выход (отключение, включение выключателя на стороне высокого и низкого напряжений, аварийная сигнализация, отказ БМРЗ, предупредительная сигнализация + свободно назначаемые выходы)

Расчет дифференциальных токов и токов торможения, а также задание уставок дифференциальных защит осуществляется в единицах номинального тока стороны ВН. Дифференциальный ток вычисляют по формуле с использованием значений токов фаз ВН и НН. ДТО (дифференциальная токовая отсечка) предназначена для быстрого и селективного отключения короткого замыкания (КЗ) (со значительным дифференциальным током) в зоне действия защиты. Срабатывание ДТО происходит при превышении дифференциальным током заданной уставки "ДТО РТ". Возврат ДТО происходит при снижении дифференциального тока ниже уставки с учетом

коэффициента возврата. Для блокирования ДТО предусмотрен логический сигнал "ДТО блок".

3.4.3 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-ВВ-01

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений вводных выключателей напряжением 6 - 10 кВ. В проекте использован для защиты вводных выключателей.

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim$ /= 66-264 В)
- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 7 аналоговых входов (контроль фазных токов, линейных напряжений, напряжения нулевой последовательности)
- 22 дискретных входа (контроль реле положения выключателя, оперативное управление выключателем, контроль готовности выключателя + свободно назначаемые входы)
- 21 дискретный выход (отключение, включение выключателя, аварийная сигнализация, отказ БМРЗ, предупредительная сигнализация, указатель положения выключателя + свободно назначаемые выходы)

3.4.4 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-СВ-01

Предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений секционного выключателя (СВ) напряжением 6 - 10 кВ.

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim$ /= 66-264 В)
- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 6 аналоговых входов (контроль фазных токов, линейных напряжений)

-22 дискретных входа (контроль реле положения выключателя, оперативное управление выключателем, контроль готовности выключателя + свободно назначаемые входы)

-21 дискретный выход (отключение, включение выключателя, аварийная сигнализация, отказ БМРЗ, предупредительная сигнализация, указатель положения выключателя + свободно назначаемые выходы).

3.4.5 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-ТН-01

Предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации трансформатора напряжения (ТН).

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim/\neq$ 66-264 В)
- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 7 аналоговых входов (контроль фазных токов, тока нулевой последовательности, линейных напряжений)
- 22 дискретных входа (контроль реле положения выключателя, оперативное управление выключателем, контроль готовности выключателя + свободно назначаемые входы)
- 21 дискретный выход (отключение, включение выключателя, аварийная сигнализация, отказ БМРЗ, предупредительная сигнализация, указатель положения выключателя + свободно назначаемые выходы)

3.4.6 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-КЛ-01

Блок предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6-10 кВ, в нашем проекте используется для защиты присоединений и управления выключателем 6 кВ.

Параметры блока:

- оперативное питание ($\sim/\neq$ 66-264 В)

- величина тока сигнала -4-20 мА
- устойчивость к исчезновению оперативного питания - 2,4 с
- 8 аналоговых входов (контроль фазных токов, тока нулевой последовательности, линейного напряжения и напряжения нулевой последовательности)
- 22 дискретных входа (управление выключателем +свободно назначаемые входы для реализации особенной схемы защиты)
- 21 дискретный выход (отключение, включение выключателя, сигнализация, отказ БМРЗ+ свободно назначаемые выходы)

3.4.7 Общие функции защит БМРЗ

Реализация АВР

Устройство способно выполнять автоматическое включение резервного питания (АВР) как с заданной задержкой, так и в мгновенном режиме. Сама функция АВР активируется через программный ключ S50.

Условия запуска АВР с выдержкой времени

При включённом положении выключателя пуск АВР с задержкой происходит, если выполняются следующие условия:

- линейное напряжение U_{AB} и U_{BC} опускается ниже установленного порога, заданного уставкой «АВР РН1 Ул»;
- напряжение U_{BC2} (регулируется программным ключом S57) также падает ниже порога, определяемого уставкой «АВР РН2 Ул».

После того как выдержка времени «АВР Т1» отработает, и при наличии разрешающего сигнала «АВР разрешен» от питающего присоединения соседней секции, формируется команда на отключение вводного выключателя.

Далее, при появлении сигнала на дискретном входе «РПО» выдается команда на включение секционного выключателя (через «Реле вкл. СВ») длительностью 0,8 секунды.

Условия блокировки работы АВР

Функция АВР блокируется в следующих случаях:

- присутствует логический сигнал «АВР запрет»;
- сработала какая-либо из защит: ДЗ, ТО, МТЗ (с действием на отключение), дуговая защита, УМТЗ или ЛЗШ;
- встроенная система диагностики выявила неисправность выключателя;
- обнаружена неисправность в цепях трансформатора напряжения (контролируется программным ключом S110).

Особые режимы работы АВР

Предусмотрена возможность выполнения АВР без выдержки времени (при отсутствии условий блокировки) в случае самопроизвольного отключения выключателя — это настраивается программным ключом S58.

Также в блоке реализован сигнал «АВР от ВнЗ», который позволяет запустить процедуру АВР при отключении выключателя по нештатным алгоритмам, заданным пользователем. В этом режиме автоматический ввод резерва происходит с выдержкой времени «АВР T2».

Реализация защиты от минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) выполнена двухступенчатой с работой по трём линейным напряжениям. Каждая ступень ЗМН может быть введена в действие программными ключами. Срабатывание первой ступени ЗМН происходит при снижении напряжения ниже уставки "ЗМН PH1" через время "ЗМН T1". Срабатывание второй ступени ЗМН происходит при снижении напряжения ниже уставки "ЗМН PH2" через время "ЗМН T2". Предусмотрена блокировка ЗМН по наличию назначаемого сигнала "Блок. ЗМН".

Реализация защиты от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения (ЗПН) выполнена с контролем трёх линейных напряжений. ЗПН может быть введена в действие программным ключом. В блоке предусмотрена возможность выбора работы ЗПН по фазным напряжениям с помощью программного ключа. Пуск защиты

происходит при условии повышения напряжения выше заданной уставки "ЗПН РН УЛ" (или "ЗПН РН").

Реализация защиты типа токовая отсечка (ТО)

Назначение и принцип действия токовой отсечки (ТО)

Токовая отсечка служит для оперативного устранения междофазных коротких замыканий. Функционал ТО реализуется с отслеживанием токов по всем трём фазам.

Ступени токовой отсечки (первая и вторая) могут активироваться независимо — с помощью соответствующих программных ключей. Каждая ступень срабатывает в тот момент, когда действующее значение тока превышает заданную уставку: для первой ступени — «ТО РТ1», для второй — «ТО РТ2».

Временные параметры срабатывания

— Первая ступень действует мгновенно, без искусственной выдержки времени.

— Вторая ступень срабатывает с задержкой, величина которой задаётся уставкой «ТО Т».

Возврат в исходное состояние происходит после снижения измеряемого тока ниже уставки с учётом коэффициента возврата.

Блокировка пуска ступеней

Для запрета пуска первой и второй ступеней предусмотрены логические сигналы «ТО 1 блок.» и «ТО 2 блок.» соответственно. Блокировка активируется при подаче на соответствующий вход логической единицы.

Управление направленностью с помощью реле направления мощности (РНМ)

Предусмотрена возможность функционирования обеих ступеней ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Данное реле входит в базовую комплектацию блока и не требует отдельного заказа. Ввод РНМ в работу для каждой ступени выполняется программными ключами.

Также имеется возможность выбора варианта действия ТО — при прямом или обратном направлении мощности.

Режим работы РНМ «по памяти»

При возникновении междуфазного КЗ в непосредственной близости от места установки защиты, когда напряжение на реле резко снижается, РНМ переходит в режим «по памяти». В этом случае в течение 200 мс на реле сохраняется фаза напряжения, соответствующая доаварийному режиму. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется (запоминается). Возврат реле в нормальное состояние происходит после восстановления напряжения выше 7 В.

Для того чтобы режим «по памяти» был работоспособен, необходимо, чтобы на зажимах РНМ присутствовало напряжение более 9 В в течение как минимум 60 мс. Если это условие не выполнено (реле не готово к работе по памяти), формируется логический сигнал «недост.». В такой ситуации ступени ТО переходят в ненаправленный режим (без учёта направления мощности).

Реализация защиты типа МТЗ

Назначение и принципы работы МТЗ

Задача максимальной токовой защиты (МТЗ) — обеспечить защиту присоединения от междуфазных коротких замыканий, а также от перегрузки.

Защита включает две ступени:

— Первая ступень может функционировать как с независимой, так и с зависимой время-токовой характеристикой (тип характеристики выбирается программным ключом; базовая настройка — независимая).

— Вторая ступень всегда работает с независимой время-токовой характеристикой.

Обе ступени МТЗ отслеживают токи во всех трёх фазах, и именно на основе их измерений рассчитывается время срабатывания.

Для первой ступени предусмотрена поддержка четырёх типов обратозависимых (инверсных) характеристик:

- инверсная;
- сильно инверсная;
- длительно инверсная;
- чрезвычайно инверсная.

— Что касается второй ступени, она может использоваться в двух вариантах:

- с действием на отключение защищаемого присоединения и одновременной выдачей сигнала;
- только с выдачей сигнала (без отключения).

Перевод второй ступени в режим с действием на отключение выполняется программным ключом.

Условием для пуска первой ступени МТЗ служит падение любого из линейных напряжений ниже порога, заданного уставкой «МТЗ...» (в исходной документации обозначение приведено не полностью).

Функция ускорения МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначена для сокращения времени срабатывания первой либо третьей ступени МТЗ в ситуации, когда выключатель только что был включён, а короткое замыкание возникает в зоне защищаемого присоединения. Данная функция активируется с помощью программного ключа.

Автоматическое повторное включение (АПВ)

В блоке предусмотрена возможность выполнения двукратного трехфазного АПВ линии и однократного трехфазного АПВ шин. Ввод функции АПВ и первого цикла АПВ осуществляется программным ключом S311. Ввод второго цикла АПВ осуществляется программным ключом S31. Время готовности АПВ после включения выключателя определяется временем готовности выключателя к выполнению операции включения и задается уставкой "АПВ Т4". Пуск АПВ происходит:

- при срабатывании ДЗ;
- при срабатывании ТО;

- при срабатывании МТЗ;
- при самопроизвольном отключении (СО);.

АПВ блокируется при:

- обнаружении системой диагностики неисправности выключателя;
- оперативном отключении выключателя;
- наличии сигнала "АПВ запрет";
- срабатывании ТО (программный ключ S317);
- срабатывании третьей ступени МТЗ (программный ключ S316);

Если в течение 60 с после формирования сигнала пуска АПВ первого или второго цикла сигнал разрешения АПВ не поступает, происходит сброс текущего цикла АПВ.

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

ОЗЗ выполнена двухступенчатой с контролем напряжения нулевой последовательности $3U_0$ или тока нулевой последовательности, измеряемого или определяемого из трех фазных токов. Каждая ступень ОЗЗ может быть введена в действие программными ключами S27 и S24 для первой и второй ступени соответственно. После отработки выдержек времени "ОЗЗ T1" или "ОЗЗ T2" срабатывают первая и вторая ступень ОЗЗ соответственно.

Реализация УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Блок обеспечивает работу устройства резервирования при отказе выключателя присоединения (УРОВ). УРОВ вводится программным ключом S44. Пуск УРОВ происходит:

- при срабатывании ступеней ТО;
- при срабатывании ступеней МТЗ, действующих на отключение;
- по назначаемому логическому сигналу "Откл. от УРОВ" от нижестоящей защиты;
- по сигналу срабатывания УМТЗ;
- по сигналу срабатывания второй ступени ОЗЗ.

Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой времени, определяемой уставкой "УРОВ Т". Возврат УРОВ осуществляется по снижению тока ниже уставки "УРОВ РТ". В блоке реализована возможность (программный ключ S451) выдачи сигнала срабатывания УРОВ без учета выдержки времени "УРОВ Т" по сигналу "SF6 блок. упр.". Данный сигнал подключается от внешнего устройства контроля давления элегаза. Для блокировки работы алгоритма УРОВ предусмотрен входной логический сигнал "УРОВ блок.". При поступлении сигнала "Откл. от УРОВ" выдается команда на отключение выключателя без выдержки времени.

Газовая защита трансформатора и устройства

В блоке обеспечивается исполнение сигналов срабатывания двух ступеней газовой защиты силового трансформатора по дискретным входам "ГЗ Тр. 1 ст." (с действием на сигнал) и "ГЗ Тр. 2 ст." (с действием на отключение). Срабатывание осуществляется с соответствующими выдержками времени, заданными уставками "ГЗ Тр. 1 Т" и "ГЗ Тр. 2 Т". Для блокирования работы второй ступени ГЗ трансформатора при переводе ее действия на сигнализацию предусмотрен логический сигнал "Перевод ГЗ 2 на сигн.". Для обеспечения действия первой ступени ГЗ на отключение предусмотрен логический вход "Перевод ГЗ 1 на откл.".

Тепловая защита

Реализуется путем установки тепловых реле, имеющих дискретные выходные сигналы. Первая ступень срабатывает на сигнал при достижении температуры масла 140 градусов, вторая ступень срабатывает на отключение трансформатора при температуре 150 градусов.

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ

4.1 Инвестиционные затраты на проектные работы

Инвестиции состоят из двух составляющих: единовременные затраты на проектирование в соответствии с техническим заданием и затраты на новое оборудование, включая затраты на демонтаж старого оборудования и на монтаж и наладку вновь приобретенного.

Капитальные затраты на проектные работы определяются по статьям сметы затрат проектной организации по прямым и косвенным расходам.

Прямые расходы включают следующие статьи затрат:

- 1) затраты по заработной плате инженеров-проектировщиков;
- 2) затраты по компьютерному обеспечению проектных работ;
- 3) затраты по формированию проектной документации.

4.1.1. Затраты по заработной плате инженеров-проектировщиков

Эти затраты определяются исходя из должностного оклада инженера-проектировщика и затрат времени на разработку проектной документации по основным этапам проектирования. Этапы проектирования системы электроснабжения представлены в таблице 41.

Таблица 41 - Характеристика этапов проектирования системы электроснабжения, мес.

№ п/п	Наименование этапа	Затраты времени
1	Уточнение технического задания	0,6
2	Работа с литературой	0,6
3	Разработка технических предложений	1
4	Разработка методики расчета	0,5
5	Разработка технологической части	2,0
6	Разработка экономической части	0,5
7	Оформление проектной документации	1,0
8	Утверждение проекта	0,2
ИТОГО времени на проектирование		6,4

Фонд заработной платы инженера-проектировщика состоит из основной и дополнительной заработной платы. Основная заработная плата ($\Phi ЗП_{осн}$) определяется следующим образом:

$ЗП_{тар} = 80\ 000$ – тарифная заработная плата за месяц по месячному окладу инженера-проектировщика, руб.;

$K_{пр} = 1,7$ – коэффициент премиальных выплат по данным предприятия (70%);

$P_k = 1,15$ – Уральский коэффициент;

$K_{д.тар} = 1,1$ – коэффициент доплат к тарифному фонду;

$T_p = 6,4$ – время работы по проектированию, мес.

$$\Phi ЗП_{осн} = ЗП_{тар} \times K_{пр} \times P_k \times K_{д.тар} \times T_p = 80\ 000 \times 1,7 \times 1,15 \times 1,1 \times 6,4 = 963\ 424,00 \text{ руб.}$$

Фонд дополнительной заработной платы включает выплаты за очередной отпуск ($\Phi ЗП_{доп}$):

$K_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаемый по нормативу дополнительной заработной платы от 15 до 20% .

$$\Phi ЗП_{доп} = 963\ 424,00 \times 0,15 = 144\ 513,60 \text{ руб.}$$

Тогда общий фонд заработной платы составит:

$$\Phi ЗП = 963\ 424,00 + 144\ 513,60 = 1\ 107\ 937,60 \text{ руб.}$$

Страховые взносы составляют 30% от общего $\Phi ЗП$.:

$$СВ = 0,3 \cdot \Phi ЗП = 1\ 107\ 937,60 \times 0,30 = 332\ 381,28 \text{ руб.}$$

Совокупные расходы на оплату труда инженера- проектировщика составили: $1\ 107\ 937,60 + 332\ 381,28 = 1\ 440\ 318,88 \text{ руб.}$

4.2 Затраты по компьютерному обеспечению проектных работ

Затраты по работам на компьютере определяются по времени использования компьютера на этапах проектирования и стоимости одного часа работы компьютера. Общие затраты по компьютерному обеспечению:

где $T_p = 5.0$ – продолжительность проектирования на этапах с использованием компьютера, мес.;

$P_{cm} = 20$ – количество рабочих смен в месяц в соответствии с регламентом работы инженера-проектировщика (по данным ПАО «Лукойл»);

$T_{cm} = 8,0$ – продолжительность смены, час;

$C_{ч.ком} = 2,0$ – затраты на компьютер за один час работы (ПАО «Лукойл») руб.

$$Z_{ком} = 5,0 * 20 * 8 * 5,0 = 4\,000,0 \text{ руб.}$$

4.3 Затраты по формированию проектной документации

Затраты по формированию проектной документации составляют 15% от фонда заработной платы на проектные работы: $0,15 \times 1\,107\,937,60 = 166\,190,64$ руб.

Совокупные затраты на проектирование составляют: 1 610 509,52 руб.

Косвенные расходы – это расходы по управлению. Эти расходы принимаются по данным организации, выполняющей проектные работы. Укрупненные нормативы таких затрат можно принимать величиной от 20 до 25% от прямых затрат на проектные работы [28].

$$Z_{нак} = 0,25 \cdot Z_{пр}$$

$$Z_{нак} = 610\,509,52 * 0,25 = 402\,627,38 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проектные работы представлена в таблице 42.

Таблица 42 - Смета затрат на проектные работы

№ п/п	Статьи затрат	Сумма, руб.
Прямые затраты:		
1.	Заработная плата на проектирование	963 424,00
2.	Страховые взносы	332 381,28

3.	Затраты по компьютерному обеспечению	4 000,0
4.	Затраты по формированию проектной документации	166 190,64
Итого прямые затраты:		1 610 509,52
5.	Косвенные расходы (25%)	402 627,38
Итого по сметному расчету:		2 013 136,90
6.	Плановые накопления (прибыль проектной организации, 10%)	201 313,69
Итого по смете:		2 214 450,59

4.4 Расчет инвестиций в оборудование

4.4.1 Затраты на приобретение нового оборудования

На основании исследования аналогов оборудования для построения системы автоматизации, был составлен перечень необходимого оборудования с указанием общего количества требуемого оборудования и цены за единицу с НДС с учетом затрат на доставку. Данные представлены в таблице 43.

Таблица 43 - Инвестиционные затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-КСЗ	5	104 000	520 000
2	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-УЗТ	2	116 000	232 000
3	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-ВВ	2	92 000	184 000

4	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-СВ	1	86 000	86 000
5	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-КЛ	10	99 000	990 000
6	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-ТН	2	85 000	170 000
7	Газовое реле РГЧЗ-66	2	12 500	25 000
8	Датчик температуры масла ТМТ-2	2	6 800	13 600
9	Счетчик энергии ПСЧ-4ТМ.05МД05	14	24 890	348 460
10	Блок питания 560PSU01	2	85 000	170 000
11	Модуль связи 560CMU05	2	145 000	290 000
12	Модуль ввода 23BE23	5	85 000	425 000
13	Модуль дискретного выхода 23BA20	1	78 000	78 000
14	Модем 23WT24	1	65 000	65 000
ИТОГО		51	-	3 597 060

Амортизационные отчисления, используемые в качестве составляющей денежного потока по проекту, рассчитываются линейным методом исходя из балансовой стоимости необходимого оборудования, перечень которого представлен в таблице 4, и нормы амортизации, принятой на основании данных предприятия. Необходимые расчеты представлены в таблице 44

Таблица 44 - Расчет амортизационных отчислений линейным методом

№ п/п	Оборудование	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб.
1	Микропроцессорное устройство БМРЗ-152-КСЗ	520 000	7	36 400

2	Микропроцессорное устройство БМР3-152-УЗТ	232 000	7	16 240
3	Микропроцессорное устройство БМР3-152-ВВ	184 000	7	12 880
4	Микропроцессорное устройство БМР3-152-СВ	86 000	7	6 020
5	Микропроцессорное устройство БМР3-152-КЛ	990 000	7	69 300
6	Микропроцессорное устройство БМР3-152-ТН	170 000	7	11 900
7	Газовое реле РГЧЗ-66	25 000	7	1 750
8	Датчик температуры масла ТМТ-2	13 600	7	952
9	Счетчик энергии ПСЧ-4ТМ.05МД05	348 460	7	24 392,2
10	Блок питания 560PSU01	170 000	7	11 900
11	Модуль связи 560СМУ05	290 000	7	20 300
12	Модуль ввода 23ВЕ23	425 000	7	29 750
13	Модуль дискретного выхода 23ВА20	78 000	7	5 460
14	Модем 23WT24	65 000	7	4 550
ИТОГО		3 597 060		251 794,2

Ежегодные амортизационные отчисления по данному перечню оборудования составляют 251 794,2 руб.

4.4.2 Затраты на монтаж и наладку оборудования

Затраты на монтаж и наладку оборудования определяются по заработной плате рабочих наладчиков специализированной организации с

учетом накладных расходов. Заработная плата основная и дополнительная рабочих-наладчиков определяется по затратам времени на наладку тарифным ставкам видам доплат и количеству занятых рабочих.

$$\Phi ЗП_{ОСН} = 80000 * 1,7 * 1,15 * 1,1 * 0,5 * 3 = 274188,75 \text{ руб.}$$

где $T_{ст,j} = 107\,000$ –тарифная ставка рабочего 4-го разряда, руб.

$P_j = 3$ – количество рабочих 4-го разряда, принимающих участие в работе по монтажу и наладке оборудования;

$\Phi_{вр.нм} = 0.5$ – продолжительность работ по монтажу и наладке оборудования, мес.

Фонд дополнительной заработной платы:

$$\Phi ЗП_{доп} = 274188,75 * 0,15 = 41128,31 \text{ руб.}$$

Тогда, общая величина заработной платы рабочих-наладчиков составит:

$$\Phi ЗП_{р.н.} = \Phi ЗП_{ОСН} + \Phi ЗП_{доп} = 274188,75 + 41128,31 = 315\,317,06 \text{ руб.}$$

Косвенные расходы организации по выполнению работ у заказчика по монтажу и наладке оборудования определяются по формуле:

$$P_{НАКЛ.} = 409\,912,18 * 0,40 = 163\,964,87 \text{ руб.}$$

где $P_{накл.}$ – накладные расходы проектной организации;

P_n – процент накладных расходов от величины фонда оплаты труда с учетом отчислений по ОСН (от 30 до 50%);

$P_{ОСН}$ – процент отчислений на социальные нужды, %.

4.4.3 Общая сумма инвестиций

Смета капитальных затрат представлена в таблице 45.

Таблица 45 - Смета капитальных затрат

№ п/п	Статья затрат	Сумма, руб.
1.	Проектные работы (смета)	2 214 450,59
2.	Приобретение нового оборудования (табл. 43)	3 597 060,00
3.	Монтаж и наладка (ФЗП + взносы + косвенные)	573 877,05
4.	Амортизационные отчисления (табл. 44)	251 794,20
ВСЕГО инвестиций		6 637 181,84 руб.

4.5 Расчет эффективности инвестиций в проект

Экономический эффект от реализации проекта заключается в:

- 1) сокращении ущерба из-за перерывов электроснабжения, вызванных аварийными ситуациями или необходимостью частых и продолжительных ремонтов морально и физически устаревшего оборудования;
- 2) снижении затрат на плановое обслуживание устаревшего оборудования;
- 3) минимизации затрат на ремонт поврежденного в результате аварии оборудования;
- 4) исключения затрат на ежемесячный контроль счетчиков энергии бригадой рабочих.

Перерывы в электроснабжении на подобных предприятиях приводят к огромным финансовым потерям. Перерывы возможны в случае возникновения аварийной ситуации или в случаях частых ремонтов. Избежать аварийных ситуаций невозможно, можно только сделать все возможное для безаварийной работы оборудования, однако своевременное срабатывание релейной защиты позволит минимизировать последствия аварий и свести потери к минимуму. Учитывая дорогостоящее оборудование, в год на его ремонте можно сэкономить до 400000 рублей.

Среднегодовые затраты на профилактические проверки и ремонты одного комплекта электромеханической РЗА составляют 20000 руб., а для двадцати (с учетом высокой стороны) комплектов соответственно 400000 руб. При использовании цифровых реле затраты на профилактические проверки и ремонты оказываются равными примерно 1000. Таким образом, экономический эффект составит 380000 руб.

Также по сигналам, поступающим на пульт диспетчера можно отслеживать состояние коммутационных аппаратов, благодаря чему можно своевременно реагировать на их отказы. В год это позволит сэкономить в среднем 140000 рублей.

При существующих электромеханических РЗА среднее время отключения КЗ составляет 1,2-1,4 сек, что во многих случаях превышает время термической стойкости ЗРУ.

При использовании ячеек с цифровой РЗА время отключения снижается до 0,4-0,5 сек, что не превышает времени термической стойкости ЗРУ. Введенные блоки защиты позволяют мгновенно определять место аварии и ее причины, кроме того, предотвращая ухудшение ситуации путем своевременного отключения. Плановое обслуживание ежегодно обходится в 200000 рублей. Только за этот счет можно сберечь ежегодно 200000 рублей.

Затраты на ежемесячный выезд бригады для снятий показаний потребления электроэнергии в составе 2 человек составляют 200000 рублей.

Затраты на выезд для ежемесячного осмотра оборудования рассчитываются аналогично и также составляют 200000 рублей.

Ежегодный экономический эффект от снижения затрат на плановое обслуживание и ремонт оборудования указан в таблице 46.

Таблица 46 - Годовой экономический эффект от снижения затрат на плановое обслуживание и ремонт оборудования, руб.

№ п/п	Снижение затрат по направлениям	Годовой экономический эффект, руб.
1	Своевременное устранение аварий	420 800
2	Плановое обслуживание оборудования	967 840
3	Ежемесячный выезд бригады для снятия показаний энергопотребления	210 400
ИТОГО		1 599 040

Совокупный ежегодный экономический эффект составил 1 599 040 руб.

Необходимо оценить эффективность капитальных вложений в проект автоматизации подстанции «Фотон» на предприятии ПАО «Лукойл», все расчеты представлены ниже.

Ставка дисконтирования определена кумулятивным методом

$$E = i + j + r,$$

где i – темп инфляции (по данным ЦБ РФ за 2026 $i=5.2$);

j – ключевая ставка (по данным ЦБ РФ $i=15\%$);

r – поправка на риск (для ПАО «Лукойл» $r=12\%$).

$$E=5,2 + 15,0 + 12,0 = \mathbf{32,2\%}$$

Расчет чистого дисконтированного дохода представлен в таблице 47. Горизонт планирования составляет 5 лет, что обусловлено средним сроком службы устанавливаемого оборудования.

Таблица 47 - Расчет чистого дисконтированного дохода проекта автоматизации подстанции «Фотон» на предприятии ПАО «Лукойл», руб.

Год	Коэффициент дисконтирования	Дисконтированный поток, руб.
1	$1 / (1 + 0,322) = 0,756$	$1\,850\,834,20 \times 0,756 = 1\,399\,230,66$
2	$0,756^2 = 0,572$	1 058 677,16
3	$0,756^3 = 0,432$	799 560,37
4	$0,756^4 = 0,327$	605 222,78
5	$0,756^5 = 0,247$	457 156,05
Сумма		4 319 847,02

В таблице 48 представлены итоги расчета экономической эффективности инвестиций в проект автоматизации подстанции «Фотон» на предприятии ПАО «Лукойл».

Таблица 48 - Показатели эффективности проекта

Показатель	Формула	Значение
Чистый дисконтированный доход	Сумма ДДП – Инвестиции	$4\,319\,847,02 - 6\,637\,181,84 = -2\,317\,334,82$ руб.
Индекс доходности	Сумма ДДП /	$4\,319\,847,02 / 6\,637\,181,84$

Показатель	Формула	Значение
	Инвестиции	= 0,651
Дисконтированный срок окупаемости	—	> 5 лет (не окупается)
Внутренняя норма доходности	—	< 32,2%

Из таблицы 47 и 48 видно, что чистый дисконтированный доход по проекту составляет -2 317 334,82 руб. рублей за 5 лет. реализация проекта может быть оправдана только при снижении ключевой ставки до 10–11% и/или дополнительном увеличении годового экономического эффекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Повышение надёжности и экономической эффективности управления подстанцией 35/6 кВ «Фотон» в ХМАО-Югра путём внедрения автоматизированной системы учёта и телемеханики для ПАО «Лукойл»» были решены все поставленные задачи и достигнута основная цель работы.

Проведённый анализ существующей схемы электроснабжения подстанции «Фотон» позволил выявить следующие недостатки: отсутствие автоматизированного сбора данных с приборов учёта электроэнергии, что влечёт за собой ежемесячные затраты на выезд бригады для снятия показаний; применение устаревшей системы релейной защиты на блоках Мисом без возможности дистанционного мониторинга и управления; отсутствие единой автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), что не позволяет оперативно контролировать параметры энергопотребления по каждому присоединению и своевременно локализовать аварийные ситуации.

В рамках расчётно-технической части работы были выполнены:

— расчёт электрических нагрузок всех присоединений 6 кВ, позволивший определить расчётные токи для вводов (30,96 А и 40,05 А в пересчёте на сторону 35 кВ);

— расчёт токов короткого замыкания в относительных единицах для 12 характерных точек, включая трёхфазные (от 1,03 до 6,157 кА) и двухфазные (от 0,89 до 5,36 кА) токи КЗ, а также ударные токи (от 2,62 до 15,7 кА), что послужило основой для выбора и проверки коммутационно-защитной аппаратуры;

— выбор блоков микропроцессорной релейной защиты отечественного производства серии БМРЗ-152 различных исполнений (КСЗ-01, УЗТ-01, ВВ-01, СВ-01, ТН-01, КЛ-01), обеспечивающих полный набор необходимых функций: токовая отсечка, максимальная токовая защита, защита от

однофазных замыканий на землю, защита минимального и повышенного напряжения, газовая и тепловая защита трансформаторов, устройства АВР, УРОВ и АПВ;

— выбор в качестве средства учёта электроэнергии счётчика ПСЧ-4ТМ.05МД05 производства ООО «ТК Метрия» (г. Нижний Новгород) с классом точности 0,5S и интерфейсом RS-485, что обеспечивает возможность интеграции в автоматизированную систему;

— проверка существующего оборудования: выключателей VD-40.12.25 (35 кВ) и ВВ/TEL-10 (6 кВ), трансформаторов тока АСН-36 и ТОЛ-10-1, измерительных трансформаторов напряжения tjr 7.1 и ЗНОЛП-6 – все аппараты удовлетворяют условиям проверки по номинальным параметрам, термической и электродинамической стойкости, вторичной нагрузке, что позволяет использовать их в модернизированной системе без замены;

— расчёт уставок максимальных токовых защит для всех присоединений (вводы 35 и 6 кВ, секционные выключатели, фидеры к кулам скважин, ДНС, БСК) с определением токов срабатывания защит и реле, а также коэффициентов чувствительности, которые для основной зоны составляют от 11,9 до 212,0, что значительно превышает требуемые нормативные значения (1,5). Построена карта селективности с временами срабатывания от 0,4 до 1,6 с, обеспечивающая избирательное отключение повреждённого участка.

— Предложенная структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления включает три уровня: нижний (блоки БМРЗ, счётчики ПСЧ-4ТМ.05МД05, газовое реле РГЧЗ-66, термодатчик ТМТ-2), средний (контроллер RTU560 с модулями ввода/вывода и связи) и верхний (SCADA-система MicroSCADA с автоматизированными рабочими местами диспетчера). Такая архитектура обеспечивает оперативный сбор и обработку информации, дистанционное управление выключателями, мониторинг

качества электроэнергии, ведение журналов событий и осциллограмм аварийных режимов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.ГОСТ 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: [принят Постановлением Госстандарта РФ от 24.03.1994 № 98]. — Введ. 1994—03. — М.: Изд-во стандартов, 1994. — 28 с. — (Межгосударственный стандарт).
- 2.ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. — Введ. 1986—01—10 / М-во нефтяной промышленности. — М., 1986. — 93 с.
- 3.Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. — М.: НЦ ЭНАС, 2002. — 152 с.
- 4.Блоки микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) [Электронный ресурс]/ООО «НТЦ «Механотроника»». — Режим доступа: mtrele.ru/ustroistva_rza/bmrz-100/, свободный. (дата обращения: 09.04.2026).
- 5.Устройства релейной защиты MiCOM [Электронный ресурс] / Schneider Electric. — Режим доступа: Schneider-electric.ru/micom/, свободный. (дата обращения: 09.04.2026).
- 6.Устройство защиты фидера REF 541 [Электронный ресурс] / АBB. — Режим доступа: abb.com/ustroistvo-ref541, свободный. (дата обращения: 09.04.2026).
- 7.Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: утв. Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 № 6. — Введ. 2003—07—01. — М. : Энергосервис, 2003. — 183 с.
- 8.Счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МД05 [Электронный ресурс] / ООО «ТК Метрия». — Режим доступа: set-4tm.ru/PSCH-4TM, свободный. — (дата обращения: 09.04.2026).
- 9.Счетчик электроэнергии CE303-S34 [Электронный ресурс] / ООО «Энергомера». — Режим доступа: energomera.ru/ce303s34, свободный. (дата обращения: 09.04.2026).

10. Счетчик электроэнергии Меркурий 233 ART [Электронный ресурс] / INCOTEX electronics group. — Режим доступа: incotexcom.ru/m233art, свободный. (дата обращения: 09.04.2026).
11. Плащанский Л. А. Основы электроснабжения горных предприятий: учебник для вузов / Л. А. Плащанский. — М.: МГГУ, 2006. — 116 с.
12. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация / под общ. ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского. — М.: Энергиздат, 1981. — 624 с.
13. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.— Введ. 1976—01—01. — М.: Изд-во стандартов, 2002. — 12 с.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: утв. Приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. — Введ. 2013—12—24. — М., 2013. — 80 с.
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание [Текст]: все действующие разделы (6-го и 7-го изданий). — М.: ЭНАС, 2003. — 692 с.