

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЛОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.В.
ПАРАХИНА»

На правах рукописи

ПСАРЕВ АЛЕКСАНДР ИВАНОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКИХ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОСРЕДСТВОМ РАЗРАБОТКИ ПУНКТОВ
СЕКЦИОНИРОВАНИЯ С ФУНКЦИЕЙ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 0,4 КВ**

Специальность: 4.3.2. «Электротехнологии,
электрооборудование и энергоснабжение
агропромышленного комплекса»

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
Виноградова Алина Васильевна

Орел – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ И СРЕДСТВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,4 КВ.....	11
1.1 Анализ статистических характеристик сельских электрических сетей 0,4 кВ.....	11
1.2 Задачи и функции, которые должны выполнять устройства секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ.....	21
1.3. Современный уровень средств секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ.....	22
1.3 Анализ существующих способов секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ.....	26
1.4 Анализ перспектив использования СП с функцией АВР в сельских электрических сетях.....	30
1.5 Постановка задач диссертационной работы.....	33
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА И МЕСТ УСТАНОВКИ ПУНКТОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4 КВ.....	35
2.1 Первый шаг методики. Выбор количества и места установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по критерию чувствительности защитных аппаратов, установленных в ЛЭП 0,4 кВ.....	35
2.2 Второй шаг методики. Выбор количества и места установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по критерию надёжности электроснабжения.....	54
2.3 Третий шаг методики. Обоснование количества и мест установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по технико-экономическим показателям с учётом критерия энергоэффективности.....	64

2.4 Выводы по главе.....	76
ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЛЭП 0,4 кВ	78
3.1 Анализ недостатков существующих способов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, их преимущества и недостатки.....	78
3.2 Разработка способа и устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети	81
3.3 Разработка способа и устройства запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи	85
3.4 Выводы по главе.....	89
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОБРАЗЦА СЕКЦИОНИРУЮЩЕГО ПУНКТА С ФУНКЦИЕЙ АВР И ЕГО ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ.....	90
4.1 Анализ схемы секционирующего пункта, построенной на использовании электромеханических реле	90
4.2 Разработка схемы экспериментального образца СПАВР	92
4.3 Разработка микроконтроллерных блоков управления (МБУ) СПАВР	107
4.4 Стенд для испытаний устройства СПАВР (СМ).....	122
4.5 Предварительные лабораторные испытания СПАВР и анализ их результатов	124
4.6 Электробезопасность в усовершенствованных средствах секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.....	131
4.7 Выводы по главе.....	133
ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ПУНКТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ СЕЛЬСКИХ ЛЭП 0,4	135
5.1 Определение капитальных вложений на реализацию СПАВР (СМ)	135
5.2 Определение эксплуатационных издержек на реализацию предложенных способов и средств	137

5.3 Определение экономического эффекта от реализации разработанного устройства	138
5.4 Выводы по главе.....	152
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	154
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ А	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	184
ПРИЛОЖЕНИЕ В	212
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	231
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	236
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	239

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Радиальное, в большинстве, исполнение сельских линий электропередачи (ЛЭП) 0,4 кВ, наряду с завышенной их длиной (в среднем 0,9-1,2 км) приводит к необоснованным перерывам в электроснабжении сельских потребителей, которые могут составлять более 72-х часов в год [17, 107]. Средние удельные значения ущербов для сельских потребителей при отключениях в сети 0,4 кВ составляют более 250 руб./ч. Затраты на устранение отключений составляют более 1900 руб./ч [17]. При отсутствии средств секционирования возникает опасность поражения людей и животных электрическим током из-за недостаточной чувствительности защитных коммутационных аппаратов к удалённым однофазным коротким замыканиям. Любое повреждение в ЛЭП приводит к отключению всех потребителей, а предлагаемые средства секционирования, предохранители и автоматические выключатели, секционирующие пункты (СП), выполненные на базе электромеханических реле, не позволяют организовать дистанционное управление этими устройствами, интегрировать их в системы диспетчерского управления, в интеллектуальные электрические сети. Мультиконтактные коммутационные системы, как средство секционирования и резервирования в некоторых случаях не применимы. Электросетевые организации отмечают необходимость в разработке пунктов секционирования, оснащённых функциями автоматического ввода резерва (СПАВР). Отсутствуют методики выбора количества и мест установки СП и пунктов автоматического включения резерва (АВР), а также СПАВР в сельские электрические сети 0,4 кВ, учитывающие критерии обеспечения чувствительности защиты ЛЭП, надёжности электроснабжения и технико-экономические критерии. Не проработаны решения по автоматическому возврату схем электрических сетей, содержащих СП и АВР, СПАВР в исходное состояние для восстановления нормального режима работы данных сетей, решения по автоматическому согласованию работы СП и АВР.

Поэтому разработка пунктов секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ, позволяющих повысить надёжность электроснабжения сельских потребителей, является актуальной задачей.

Степень разработанности темы. Учёными Спевачковым П.И., Верховским Я. Л., Ершовым А.М., Сидоровым А.И., Валеевым Р.Г. предложены способы секционирования ЛЭП 0,4 кВ предохранителями и автоматическими выключателями. Вопросам автоматического секционирования и резервирования электрических сетей посвящены работы Васильева В.Г., Лещинской Т.Б., Виноградова А.В., Виноградовой А.В., Андриевского Е.Н. и других учёных. Проблемам надёжности и эффективности систем электроснабжения посвящены труды Будзко И.А., Грачевой Е.И., Попова Н.М., Папкова Б.В., Шпигановича А.Н., Зацепиной В.И., Виноградова А.В. Интеллектуальным электрическим сетям посвящены работы Калинина В.Ф., Wei Q., Hongbin S., Goulden M., Bedwell B., Rennick-Egglestone S., Rodden T, Spence A. и других зарубежных исследователей. Однако в этих работах не достаточно рассматриваются вопросы создания пунктов секционирования, оснащаемых функциями АВР и методик выбора мест их установки.

Объект исследования: ЛЭП 0,4 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей и средства их секционирования и резервирования.

Предмет исследования: параметры и режимы работы воздушных линий электропередачи 0,4 кВ, методики выбора количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования, а также алгоритмы согласования их работы и технические средства реализации.

Цель работы: повышение надёжности электроснабжения сельских потребителей и защищённости сельских линий электропередачи посредством разработки пунктов секционирования с функцией автоматического резервирования 0,4 кВ.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ параметров конфигурации сельских электрических сетей 0,4 кВ, анализ надёжности электроснабжения сельских потребителей на

примере Орловского района электрических сетей и обосновать необходимость применения СПАВР;

2. Разработать методику выбора количества и мест установки пунктов секционирования с функцией резервирования в сельских электрических сетях 0,4 кВ, учитывающую критерии обеспечения чувствительности защиты ЛЭП, надёжности электроснабжения и технико-экономические критерии;

3. Выполнить анализ существующих и разработать новые способы автоматизации электрических сетей 0,4 кВ, содержащих пункты секционирования с функцией резервирования 0,4 кВ;

4. Разработать экспериментальный образец пункта секционирования с функцией резервирования электрических сетей 0,4 кВ и провести его лабораторные испытания;

5. Определить экономическую эффективность применения разработанного пункта секционирования с функцией резервирования в сельских линиях электрической сети 0,4 кВ.

Научная новизна работы заключается в:

- разработанной методике выбора количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ, учитывающую критерии обеспечения чувствительности защиты ЛЭП, надёжности электроснабжения и технико-экономические критерии;

- разработанных новых способах согласования работы пунктов секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ, алгоритмах их реализации, обеспечивающих запрет АВР на короткое замыкание и возврат схемы в исходное состояние после успешной работы АВР;

- разработанном пункте секционирования и резервирования электрической сети 0,4 кВ с микроконтроллерным блоком управления, оснащённым средствами интеграции в интеллектуальные электрические сети.

Теоретическая и практическая значимость. Заключается в разработке методик определения количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования сельских линий электропередачи 0,4 кВ, позволяющих выбрать

количество и места установки СП и АВР, СПАВР с учётом критериев чувствительности защитных аппаратов, надёжности электроснабжения потребителей и технико-экономических показателей. Также теоретическая ценность работы заключается в разработанных способах согласования работы пунктов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, позволяющих осуществлять отключение пункта АВР при восстановлении нормального режима работы сети и осуществлять запрет автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи. Применение разработанных пунктов секционирования и резервирования СПАВР позволяет совместить в одном устройстве функции секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ, что сокращает номенклатуру устройств автоматизации электрических сетей 0,4 кВ, упрощает проектные решения в части автоматизации. Внедрение СПАВР повышает надёжность электроснабжения сельских потребителей, позволяет сократить недоотпуск электроэнергии, снизить ущербы от недовыпуска, порчи продукции. Также разработанные способы и технические средства позволяют выявлять участки, на которых произошло повреждение и за счёт этого сокращать время поиска повреждений на ЛЭП 0,4 кВ. Разработанные методики выбора количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования позволяют упростить процесс проектирования электрических сетей 0,4 кВ, содержащих пункты секционирования и резервирования.

Методология и методы исследования. В работе использован комплексный подход исследования, включающий методы математической статистики, теорию вероятностей, методы математического моделирования и инженерного эксперимента, методы теории надёжности, методы определения технико-экономической эффективности.

Положения, выносимые на защиту:

- разработанная методика выбора рациональных количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ учитывает обоснованные критерии обеспечения чувствительности защитных

аппаратов, критерии, характеризующие надёжность электроснабжения сельских потребителей и технико-экономические критерии;

- разработанные способы согласования работы пунктов секционирования и резервирования позволяют осуществлять отключение пункта АВР при восстановлении нормального режима работы сети и осуществлять запрет АВР на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи, а разработанные алгоритмы и устройства их реализации дают возможность применять данные способы на практике;

- разработанный пункт секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ с микроконтроллерным блоком управления позволяет совместить в одном устройстве функции секционирующего пункта и пункта АВР и реализовывать разработанные способы автоматизации сельских электрических сетей 0,4 кВ.

Степень достоверности. Результаты исследований, их достоверность, подтверждается представительной выборкой статистических данных; формулировкой задач исследования, сделанной исходя из анализа нормативных документов и литературных источников; сопоставимостью результатов теоретических исследований с экспериментальными данными; использованием традиционных методических принципов современной науки и известных методов анализа и синтеза; непротиворечивостью математических выкладок и преобразований.

Реализация работы. Разработанный пункт секционирования и резервирования с микроконтроллерным блоком управления внедрен в учебный процесс ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, изготовленные пункты секционирования внедрены и испытаны в Орловском районе электрических сетей Филиала ПАО «Россети Центр» - «Орелэнерго», что подтверждено соответствующими актами.

За период с 2015 года по 2026 год внедрение в учебный процесс принесло экономический эффект порядка 300 тысяч рублей за счет экономии средств на закупку лабораторного оборудования и за счет использования указанного оборудования при проведении курсов повышения квалификации сотрудников Филиала ПАО «Россети Центр» - «Орелэнерго» и других организаций. Методика,

а также компьютерная программа по определению места установки СПАВР внедрены в ООО «ЭнерГарант», Ливенские районные электрические сети Филиала ПАО «Россети Центр» - «Орелэнерго» и в учебный процесс ФГБОУ ВО Орловского ГАУ что подтверждено соответствующими актами.

Апробация работы. Результаты исследований по теме диссертации доложены, обсуждены и получили положительную оценку на международных научно-практических конференциях ФГБОУ ВО Орловского ГАУ в 2015-2024 годах, ФГБОУ ВО Дальневосточного ГАУ в 2018, 2019 годах, ФГБНУ ФНАЦ ВИМ в 2019-2024 годах, ФГБОУ ВО РГАУ – МСХА имени К. А. Тимирязева 2025-2026 годах, на научных семинарах и круглых столах в Филиале ПАО «Россети Центр» - «Орёлэнерго» в 2015-2025 годах, так же получена серебряная медаль в конкурсе «За производство высокоэффективной сельскохозяйственной техники», проводимой в рамках 22-ой Российской агропромышленной выставки «Золотая осень-2020», «За разработку микроконтроллерного блока управления секционирующими пунктами и устройствами сетевого АВР».

Публикации. Результаты исследований отражены в 20 печатных работах, в том числе 4 из них опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК РФ по специальности, 4 индексируются в базе данных Scopus и Web of Science. По материалам работы получены 3 патента на изобретение и 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Диссертация изложена на 250 страницах, в том числе 173 страниц основного текста, состоит из введения, пяти глав основной части, содержащей 52 рисунка, 29 таблиц, заключения, списка литературы, включающего 123 наименования, в том числе 16 на иностранных языках и шести приложений.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ И СРЕДСТВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,4 кВ

1.1 Анализ статистических характеристик сельских электрических сетей 0,4 кВ

Одним из элементов систем сельского электроснабжения являются электрические сети напряжением 0,4 кВ. По конструкции они могут быть воздушными (в основном) и кабельными, по конфигурации – магистральными, радиальными и кольцевыми, так же они могут быть выполнены с применением голых проводов марок А и АС или самонесущих изолированных проводов марок СИП-2, СИП-4.

Конфигурация схемы сети зависит от взаимного расположения центров питания, приёмных подстанций и требований обеспечения надёжности электроснабжения. Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При разомкнутой конфигурации – в виде радиальной и магистральной схем с одним центром питания (ЦП). При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном её исполнении. Кроме того, по причине меньшей суммарной протяжённости ВЛ уменьшается расход опор, изоляторов, линейной арматуры и др. Поэтому магистральные сети дешевле радиальных. Однако они менее надёжны, потому что отключение головного участка выводит из работы все электроприёмники, получающие питание по данной магистрали. Вместе с тем магистральные сети, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надёжность [38, 92].

Распределительные сети 0,4 кВ выполняют преимущественно разомкнутыми - радиальной и магистральной конфигурации, получающими питание от одного или двух центров (см. рисунок 1.1-1.2).

Несовершенство схем электроснабжения поселений, в комплексе с другими причинами, приводит к тому, что перерывы в электроснабжении потребителей

превышают 100 часов в год, и качество электроэнергии в большинстве случаев не соответствует требованиям нормативных документов [17].

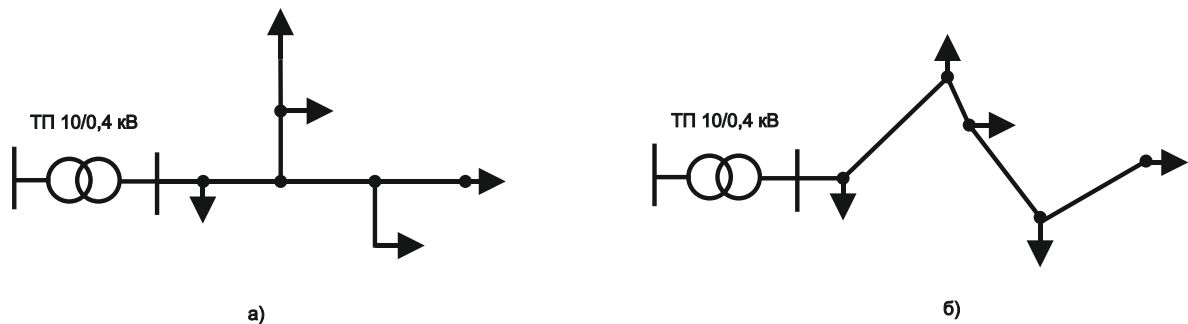


Рисунок 1.1 - Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:

а – радиальная; б – магистральная

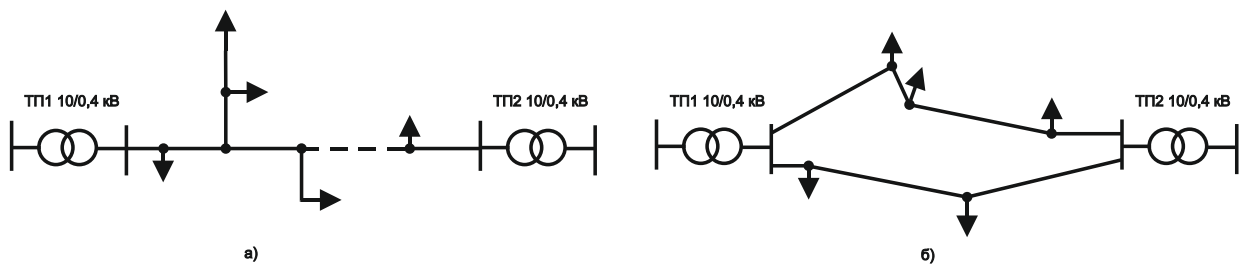


Рисунок 1.2 - Конфигурация сети с двусторонним питанием:

а – одинарная; б – двойная

Для оценки состояния электрических сетей 0,4 кВ произведен анализ статистических данных и их характеристик на примере Орловского района Орловской области за 2016 – 2024 гг.

Обработано 455 линий питающие АПК по состоянию на 29.12.2024 г. Анализировались протяженности линий, исследовались нагрузки по линиям, определялись их статистические характеристики. Результаты произведенного анализа приведены в таблицах 1.1 – 1.3.

1.1.1 Протяженность линий

В таблице 1.1 и на рисунке 1.3 представлены данные протяженности линий электропередач 0,4 кВ.

Таблица 1.1- Протяженность линий 0,4 кВ на примере Орловского района Орловской области

Длина линии, км	0-0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	2-2,5	2,5-3	3-3,5	3,5-4	4-4,5	4,5-5
Кол-во линий, шт.	146	127	98	43	24	8	4	2	2	1

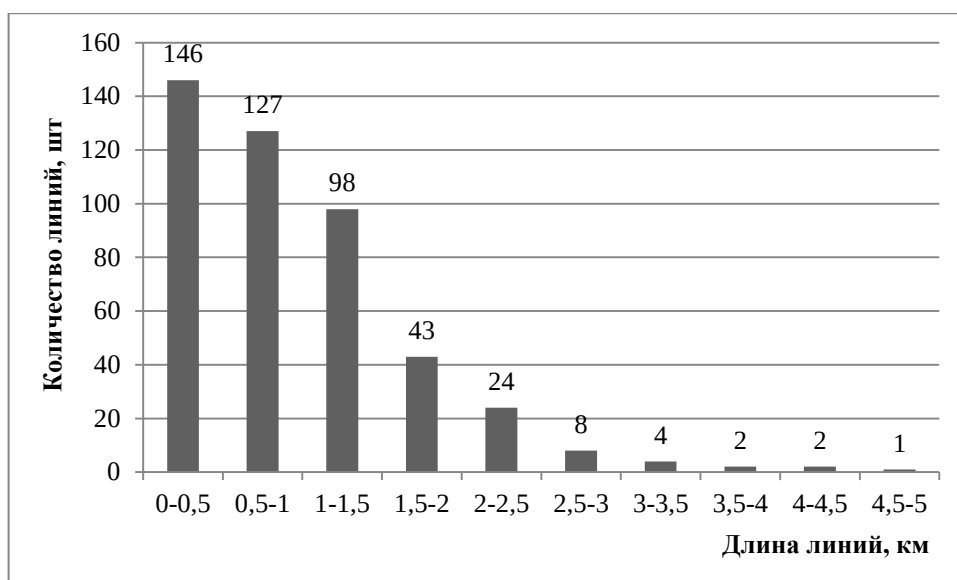


Рисунок 1.3 - Протяженность ЛЭП 0,4 кВ на примере Орловского района Орловской области

На основании данной выборки определяем значения математического ожидания и дисперсии длины линии. Для этого найдем выборочное среднее значение по формуле [36]:

$$X_B = \frac{1}{n} \times \sum (X_i \times N_i), \quad (1.1)$$

где X_B – выборочное среднее значение из выборки для линии;

n – число исследуемых линий (объём выборки), $n=455$;

X_i – i -тое значение длины участка, для которого производится расчет;

N_i – частота появления i -того значения длины.

Для выбранной нами линии выборочное среднее значение $X_B = 0,97$.

Далее переходим к условным значениям, принимая за постоянную (C) – длину линии с наибольшей частотой появления, и за шаг длины (h) – масштаб, равный 0,5 км [9, 36].

Находим условные значения по формуле [36]:

$$U_i = \frac{X_i - C}{h}, \quad (1.2)$$

где U_i – условное значение длины;

C – постоянная (длина линии с наибольшей частотой появления). Для первой линии $C = 0,25$;

h – масштаб (шаг длины $h=0,5$ км).

Условные значения длины линий приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Условное значение длины линии

U_i	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9

Определяем условное выборочное значение по формуле [36]:

$$U_B = \frac{1}{n} \times U_i \times N_i, \quad (1.3)$$

где U_B – условное выборочное значение, для линии $U_B = 1,43$.

Уточняем выборочное значение X_B через условное выборочное U_B по формуле:

$$X_B = U_B \times h + C, \quad (1.4)$$

Уточненное выборочное значение для линии $X_B = 0,965$.

Находим значение выборочной дисперсии по формуле:

$$D_B = \frac{1}{n} \times \sum ([X_i - X_B]^2 \times N_i), \quad (1.5)$$

где D_B – значение выборочной дисперсии, для первого участка.

Таим образом, выборочное значение дисперсии для линии $D_B = 0,62$.

1. Для получения более точного значения отклонения находим исправленную дисперсию по формуле [8, 36]:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \times \sum ([X_i - X_B]^2 \times N_i)}, \quad (1.6)$$

где S – исправленная дисперсия.

Исправленная дисперсия для линии $S^2 = 0,79$.

Определяем среднеквадратичное отклонение:

$$\sigma_B = \sqrt{D_B} \quad \sigma_B = 0,79.$$

Найдем исправленное среднеквадратичное отклонение по формуле [36]:

$$S = \sqrt{\frac{n}{n-1} \times \sigma_B} = 0,79. \quad (1.7)$$

Задаёмся вероятностью определения интервала длины линии, принимая её равной $\gamma = 0,95$.

Тогда значение для определения интервала $t = 1,96$.

Находим точность оценки:

$$2\Phi = \gamma = 0,95 \quad \Phi = 0,475.$$

Определяем отклонение оценки по формуле:

$$\frac{t \times S}{\sqrt{n}} = 0,07. \quad (1.8)$$

Находим границы доверительного интервала по формулам (1.9) и (1.10):

$$X_B - \frac{t \times S}{\sqrt{n}} = 0,895 - \text{нижний интервал}, \quad (1.9)$$

$$X_B + \frac{t \times S}{\sqrt{n}} = 1,035 - \text{верхний интервал}. \quad (1.10)$$

Таким образом, длина исследуемых линий, без учета протяженности отпаяк, к потребителям, находится, с вероятностью 95%, в интервале $0,965 \pm 0,07$ км. Также стоит отметить, что для значительного количества линий не выполняются требования чувствительности защитных аппаратов к удалённым однофазным коротким замыканиям. Это приводит к снижению электробезопасности эксплуатации электрических сетей, имеются несчастные случаи по данной причине [36].

Аналогично произведем расчет других статистических показателей.

1.1.2 Средняя нагрузка на участке ЛЭП 0,4 кВ

Полученные в результате анализа данные по нагрузке на отходящих ЛЭП 0,4 кВ приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Суммарная мощность потребителей на отходящих линиях Орловского района Орловской области [10]

Мощность потребителей, подключённых к линии, кВт	0-25	25-50	50-75	75-100	100-125	125-150	150-175	175-200	200-225	225-250	250-300	300-325
Количество линий, шт.	113	85	53	42	16	10	10	7	5	4	3	1

На основании полученных данных средняя мощность на отходящих линиях составляет $59,87 \pm 5,94$ кВт.

1.1.3 Марки проводов, используемые на воздушных линиях электропередач напряжением 0,4 кВ

В таблице 1.4 и на рисунке 1.4 приведены статистические данные по использованию типов проводов в ЛЭП 0,4 кВ.

Таблица 1.4 – Марки проводов в ЛЭП 0,4 кВ на примере Орловского района Орловской области

Марка провода	A16	A25	A35	A50	A70	СИП 2	СИП 4
Протяженность, км	15,796	96,753	95,71	5,568	0,48	215,717	1,32

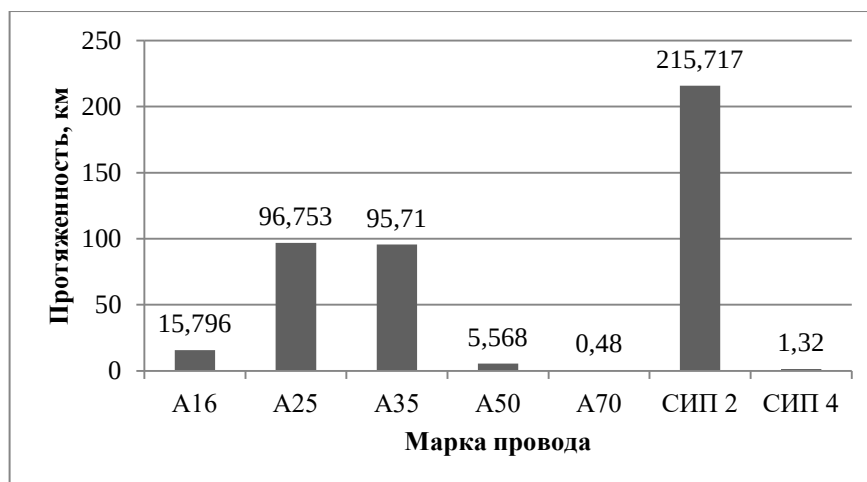


Рисунок 1.4 - Типы проводов в ЛЭП 0,4 кВ на примере Орловского района Орловской области

В соответствии с данными, представленными в таблице 1.3, преимущественно используются провода марки СИП 2, их доля составляет около $50 \pm 5\%$.

На основании представленных данных и произведённых расчетов среднестатистическая ЛЭП 0,4 кВ Орловского района Орловской области имеет следующие параметры:

- средняя протяженность линии составляет около $0,965 \pm 0,07$ км; данный показатель не соответствует рекомендациям по протяженности ВЛ и ВЛИ 0,4 кВ, так как от центра питания до наиболее удаленной точки рекомендуется не более 0,5 км [36, 64, 92].

- количество линий, подключенных к одной секции шин трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ 3 ± 1 ;

- более 95% линий ВЛ/ВЛИ 0,4 кВ имеют радиальное исполнение;

– преимущественно магистральные участки линий 0,4 кВ выполнены сечением провода порядка 25 мм², реже 35 мм². Согласно ПУЭ, провод на ВЛ 0,4 кВ должен быть изолированным, с сечением на магистрали не менее 50 мм² [36, 77, 81].

1.1.4 Анализ количества и причин отключения электрических сетей 0,4 кВ

Основной задачей эксплуатации электрических сетей является поддержание в них необходимой пропускной способности и достаточного напряжения. Устойчивое функционирование электросетевого комплекса Орловской области невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электрической энергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем. Составной частью этих распределительных сетей являются электрические сети Орловского РЭС филиала ПАО «Россети Центр» - «Орелэнерго», расположенные на территории Орловского района [7, 14].

Результатами работы сетей Орловского РЭС, в определённой мере, предопределяются: качество, надежность и эффективность работы электросетевого комплекса области в целом.

В качестве основных классов напряжений в сетях используются сети напряжением 0,4 и 6-10 кВ, которые на протяжении всего периода развития сетей практически не изменялись [8, 14].

Воздушные линии 6-10 кВ имеют смешанные схемы, с преобладанием радиально-тупиковой и кольцевой неавтоматизированной схемой электроснабжения. В электрических сетях 6-10 кВ Орловского РЭС происходит ежегодно, в среднем, 764 аварийных отключений. В общее количество отключений входят потребительские отключения, отключения из-за повреждения

воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ), трансформаторов, оборудования трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП) [14; 107].

Самым ненадежным элементом системы электроснабжения являются линии электропередачи из-за их большой протяженности и влияния на них большого числа различных внешних воздействий. В сельских сетях около 91,5 % приходится на долю ЛЭП [14].

В период 2016 – 2024 гг. в подразделении Орловского РЭС произошло 2616 отключений в сети 6-10 кВ, 380 отключений ТП-РП 6-10кВ и 3881 отключений в сети 0,4 кВ (см. таблица 1.5). В таблице 1.6 представлены основные причины отключений [24, 26, 63, 107].

Таблица 1.5 – Аварийные отключения в подразделении Орловского РЭС за 2016-2024 гг.

Энергообъект	Год									Итого за 9 лет
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
ВЛ 6-10кВ	319	447	389	160	74	275	424	268	260	2616
ТП-РП 6-10кВ	41	36	20	22	10	19	102	83	47	380
ВЛ 0,4кВ	394	487	325	217	88	330	736	764	540	3881
Всего отключений в год	754	970	734	399	172	624	1262	1115	847	6877

Таблица 1.6 – Причины аварийных отключений в Орловском РЭС за 2016-2024 гг.

Причины	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Недостатки технического обслуживания	9	24	2	9	11	39	211	355	228	
Воздействие стихийных и погодных явлений	82	99	131	31	36	98	470	229	248	
Воздействие животных и птиц	5	24	2	1	-	1	4	4	3	
Воздействие посторонних лиц, организаций	2	2	5	1	1	4	68	37	27	
Повреждение у потребителя	128	209	23	6	5	10	108	92	53	
Прочие (неизвестные) причины	528	612	571	169	119	472	399	398	287	

Как показывают данные таблиц 1.5 – 1.6, основными причинами повреждения воздушных линий электропередач являются грозовые перекрытия изоляции, гололедно-изморозевые отложения, ветровые нагрузки, ослабление прочности деталей опор, повреждение опор и проводов автотранспортом, однако далеко не последнее место занимают такие отключения, обстоятельства которых неизвестны [1].

Частота отказов ЛЭП 0,4 кВ, а также оборудования ТП (РП), рассчитывается из следующего соотношения [19, 65]:

$$W_L = \frac{N_L}{L_L} \times 100, \quad (1.11)$$

где W_L - индекс (частота) отказа воздушных линий (год⁻¹/100 км);

N_L - число отказов для линий (шт.);

L_L - протяженность линий (км).

Определяем частоту отказов воздушных линий 0,4кВ по формуле (1.11) (по 2016 году) [14]:

$$W_L = \frac{394}{1414,43} \times 100 = 27,9 \text{ год}^{-1}/100 \text{ км.}$$

Для остальных годов сведем в таблицу 1.7.

Таблица 1.7- Индекс (частота) отказов воздушных линий 0,4 кВ в Орловском РЭС за 2016-2024 гг.

Параметр	Год								
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
L_L , км	1414,43	1414,43	1414,43	1414,43	1414,43	2003,81	2003,81	2003,81	2003,81
N_L , шт.	394	487	325	217	88	330	736	764	540
W_L , год ⁻¹ /100 км	27,86	34,43	22,98	15,34	6,22	16,47	36,73	38,13	26,95

Среднее время восстановления ЛЭП 0,4 кВ составляет 5,86 ч для одного перерыва в электроснабжении [8, 94].

Авторами [107], указывается, что высокие значения потока отказов связаны с радиальным исполнением ЛЭП, заниженными сечениями провода и отсутствием в ЛЭП средств секционирования и резервирования. Средние удельные значения ущербов для сельских потребителей при отключениях в сети 0,4 кВ составляют более 250 руб./ч. Затраты на устранение отключений составляют более 1900 руб./ч [17, 88].

1.2 Задачи и функции, которые должны выполнять устройства секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ

Для повышения надёжности электроснабжения потребителей, применение ряда существующих способов и средств сетевого автоматического включения резерва (АВР) и секционирования ЛЭП 0,4 кВ на сегодняшний день является нерациональным из-за [27]:

- недостатков, связанных с высокой стоимостью, сложности конструкций;
- неудобством транспортировки к месту установки;
- особенностей монтажа-демонтажа оборудования [36];
- простоя линейных потребителей электроэнергии, среди которых есть потребители первой категории надёжности [36];
- наличия низких эксплуатационных качеств [36];
- невозможности применения для линий 0,4 кВ.

В связи с этим требуется модернизация имеющейся системы электроснабжения. Необходима разработка новых, более эффективных и надежных устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, с добавлением таких основных функций как:

- коммутация линии электропередачи 0,4 кВ с автоматическим отключением поврежденного участка и включением резервного питания на резервируемый участок ЛЭП;
- оповещение дежурного персонала;

- ручное и дистанционное управление;
- учет электроэнергии в точке установки секционирующего пункта;
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- световая сигнализация о режимах работы;
- включенное состояние после исчезновения напряжения на головном участке ЛЭП (в зависимости от настройки СПАВР на функции СП или АВР) [32];
- оповещение дежурного персонала об отключении/включении СПАВР (СМ) [32];
- оповещение дежурного персонала об исчезновении напряжения на одной или нескольких фазах до/после СПАВР (СМ) [32];
- информация по запросу на устройство о параметрах сети [32];
- реализация связи между устройствами СПАВР (СМ), установленными в сети для осуществления автоматизации [32];
- реализация, в результате совместной работы с пунктом АВР, алгоритмов определения вида повреждения на участке ЛЭП между СПАВР в функции СП и СПАВР в функции АВР (однофазное к.з., двухфазное к.з., обрыв провода, обрыв 2-х проводов, обрыв 3-х проводов) [18, 32, 105].

Таким образом, устройство с набором выше представленных функций и задач, позволит значительно сократить время перерывов в электроснабжении, уменьшить ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, а также повысить надежность и эффективность работы систем электроснабжения [14].

1.3. Современный уровень средств секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ

Надежность электроснабжения потребителей зависит от большого количества факторов случайного и неслучайного характера. В связи с этим предлагается большое количество способов и средств, позволяющих, с одной стороны, получить экономический эффект за счет уменьшения ущерба от

перерывов в электроснабжении, а с другой - дополнительные затраты на сами средства. В таблице 1.8 представлены способы и средства по повышению надежности электроснабжения.

Таблица 1.8 – Способы и средства по повышению надежности электроснабжения [6].

Организационно – технические	Технические
Повышение требований к эксплуатационному персоналу, а также его квалификации	Повышение надежности отдельных элементов сетей (опор, проводов, изоляторов, трансформаторов и т.д.)
Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов, совершенствование планирования профилактических работ	Автоматизация сельских электрических сетей (совершенствование релейной защиты, применение автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования и т.д.)
Рациональная организация своевременного определения повреждений, их ликвидация	Применение подземных кабельных линий
Обеспечение аварийных запасов, материалов и оборудования	Применение сетевого и местного резервирования Сокращение протяженности электрических сетей

Для разработки устройств секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ был произведен обзор современного уровня оснащенности существующих средств, который показал, что устройства, приспособленные к эксплуатации в сельской местности, практически отсутствуют. Далее, для сравнения, приведены ближайшие прототипы секционирующих пунктов.

1. Устройство для воздушных кабельных линий электропередачи - реклоузер (автоматический выключатель воздушных линий) серии TEL - интеллектуальный коммутационный аппарат, объединяющий в одном устройстве силовой вакуумный выключатель наружного применения с интегрированной системой измерения токов и напряжений, и микропроцессорный шкаф управления с продвинутыми функциями защит и автоматики [60].

Недостатками данного устройства автоматического выключения воздушных линий являются [36]:

- неудобства, связанные с его монтажом – демонтажем оборудования [36];

- простои линейных потребителей электроэнергии, среди которых есть потребители первой категории надежности [36];
- неудобства при установке и контроле работы устройства, поскольку контроль за работой осуществляется лишь визуально [36];
- конструкция устройства позволяет использовать его лишь для линий электропередачи среднего класса напряжения [36].

2. Устройство секционирования воздушных кабельных линий электропередач, включающее в себя комплектное распределительное устройство наружной установки, содержащее высоковольтный отсек, в котором расположен вакуумный выключатель с электроприводом, измерительные трансформаторы тока в фазах L1 и L3, измерительные трансформаторы напряжения и отсек управления с устройствами противоаварийной автоматики в виде автоматического повторного включения и автоматического включения резерва двухступенчатой направленной релейной максимальной токовой защиты [36, 48].

Недостатками являются [36]:

- неудобства, связанные с монтажом-демонтажом секционирующего пункта [36];
- простои линейных потребителей электроэнергии, среди которых есть потребители первой категории надежности [36];
- неудобства при транспортировке к месту установки [36];
- относительно большие габариты устройства [36];
- низкие эксплуатационные качества [36].

3. Наиболее близким прототипом для секционирующего пункта сетей 0,4 кВ является комплектное распределительное устройство наружной установки для систем электроснабжения, содержащее высоковольтный отсек, в котором расположен вакуумный выключатель с электроприводом, измерительные трансформаторы тока в фазах L1 и L3, измерительные трансформаторы напряжения и отсек управления с устройствами противоаварийной автоматики в виде автоматического повторного включения и автоматического включения

резерва, релейной максимальной токовой защиты, двухступенчатой направленной, устройства подогрева [36]. Кроме того, распределительная система для секционирования линии электропередачи включает коридор коммуникаций, блок-боксы контроля и управления на узлах задвижек трубопровода, связанные с отсеком управления посредством линий связи [36, 68]. Недостатком является то, что данное устройство предназначено для применения в высоковольтных линиях электропередач.

Также следует отметить, что такое устройство предназначено для линий электропередачи высокого класса напряжения (до 220 кВ). Однако при использовании его для линий электропередачи до 35 кВ, его сложная конструкция неоправданна, она имеет большие габариты и высокую стоимость.

4. Устройство секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, разработанное на базе кафедры «Электроснабжение» Орловского ГАУ, а также собранное филиалом ЗАО «ГК «Таврида Электрик» - Орловский ЭТЗ» [36, 87].

Основными достоинствами являются: упрощение конструкции, повышение удобства обслуживания при одновременной защите от доступа посторонних лиц, снижение материалоемкости и себестоимости, а также применение в сетях 0,4 кВ.

Однако данное устройство также имеет ряд недостатков [87]:

- низкое оснащение каналами связи для передачи информации и возможности дистанционного управления;
- неполное взаимодействие с различными видами защит;
- низкая точность измерения;
- отсутствие определения направления потока мощности;
- большие габаритные размеры секционирующего пункта, что усложняет его установку на опору ЛЭП и т.д. [87].

Применение большинства технических средств по отдельности не позволяют достичь необходимого эффекта от их внедрения и несут за собой большие экономические затраты. В связи с этим, устройство секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ, с последующим внедрением в

В рамках выполнения диссертационной работы был проведен анализ влияния существующих способов секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ на повышение надежности электроснабжения сельских потребителей электроэнергии [14, 33, 36].

The diagram illustrates a power system configuration with two main branches, each fed by a transformer (T1, T2) and a busbar. The left branch includes circuit breakers QF1, QF2, QF3, QF4, and QF5, with associated control and monitoring relays (KT1-KT4) and protection relays (K1-K5). The right branch includes circuit breakers QF3, QF4, and QF5, with associated control and monitoring relays (KT7-KT10) and protection relays (K1-K5). The diagram also shows various interlocking devices (S-1 to S-7) and a central control unit (ABP2) connected to the bottom busbar.

Рисунок 1.5 - Схема контроля тока и напряжения в распределительной сети 0,4 кВ, питаемой от двухтрансформаторной ТП 10/0,4 кВ [14]

Способ запрета секционного АВР на КЗ в отходящей линии при отказе ее выключателя - данный способ позволяет осуществить запрет АВР на двухтрансформаторной подстанции при КЗ в отходящей линии в случае отказа ее выключателя. Его применение предотвращает развитие аварийной ситуации и позволяет избежать сокращения ресурса работы оборудования подстанции, связанного с включением его на КЗ. Данный способ применим при КЗ в точке К3 рисунок 1.5 [36, 70].

Способ запрета секционного АВР на КЗ на шинах подстанции – предлагаемый способ позволяет осуществить запрет АВР на двухтрансформаторной подстанции при КЗ на ее шинах. Его применение предотвращает развитие аварийной ситуации и позволяет избежать сокращения ресурса работы оборудования подстанции, связанного с включением его на КЗ. Данный способ применим при КЗ в точках К4 и К5 рисунок 1.6 [12, 36, 69].

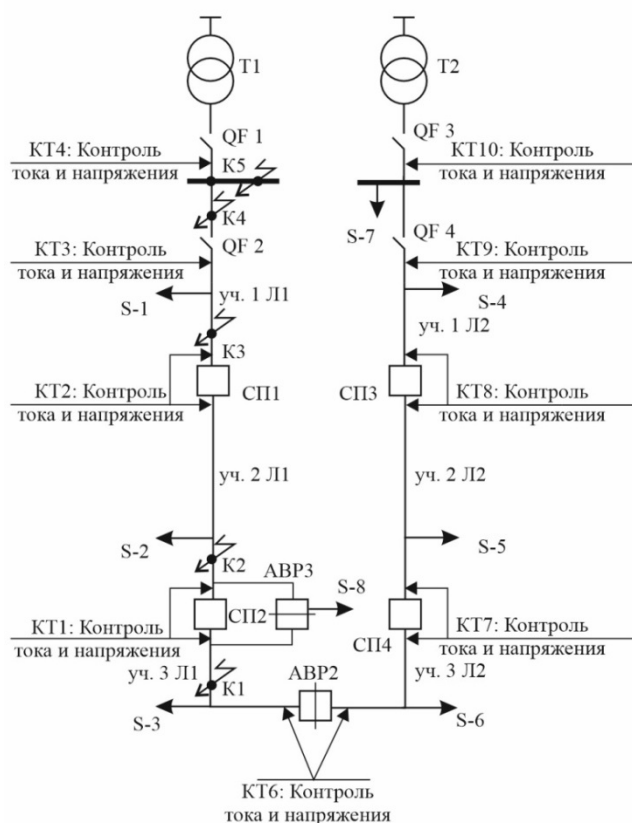


Рисунок 1.6 - Схема контроля тока и напряжения в распределительной сети 0,4 кВ, питаемой от двух однострансформаторных ТП 10/0,4 кВ.

Способ запрета сетевого АВР на несимметричное КЗ на резервируемом участке линии без использования канала связи между секционирующим пунктом и пунктом АВР - предлагаемый способ позволяет осуществить запрет АВР на КЗ на резервируемом участке ЛЭП [36, 67]. Его применение предотвращает развитие аварийной ситуации и позволяет избежать сокращения ресурса работы оборудования ЛЭП, связанного с включением его на КЗ. Данный способ применим при КЗ в точке К1 и в точке К2 при условии оснащения СП2 функцией АВР (рисунок 1.5, рисунок 1.6) [22].

Таким же образом может осуществляться запрет включения на участок ЛЭП с обрывом провода. В то же время, если аппарат, защищающий резервируемый участок ЛЭП не будет иметь защиты от обрыва провода, то и запрет АВР введен не будет [67].

Способ повышения надежности электроснабжения ответственного потребителя посредством совместного использования средств секционирования и резервирования – совместное применение секционирования ЛЭП 0,4 кВ и резервирования в кольцевой сети позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, подключенных к участку ЛЭП, находящемуся между СП и АВР (уч. 3Л1) на рисунке 1.7 [14, 36].

В то же время, если на участке 2 Л1 подключен ответственный потребитель 1-й или 2-й категории по надежности (S7 на рисунке 1.7), то в кольцевой сети, содержащей СП появляется возможность значительно сократить расходы на строительство резервной ЛЭП для него [36].

Это достигается следующим образом. Выполняется два подключения данного потребителя, до и после СП2, установленного в Л1 (см. рисунок 1.7), и устанавливается АВР3, позволяющее питать ответственного потребителя от участка 2 Л1 или участка 3 Л1 в зависимости от того, на каком участке присутствует напряжение. АВР 3 может устанавливаться непосредственно в ВРУ потребителя или в месте установки СП (менее надежный вариант) [14, 36].

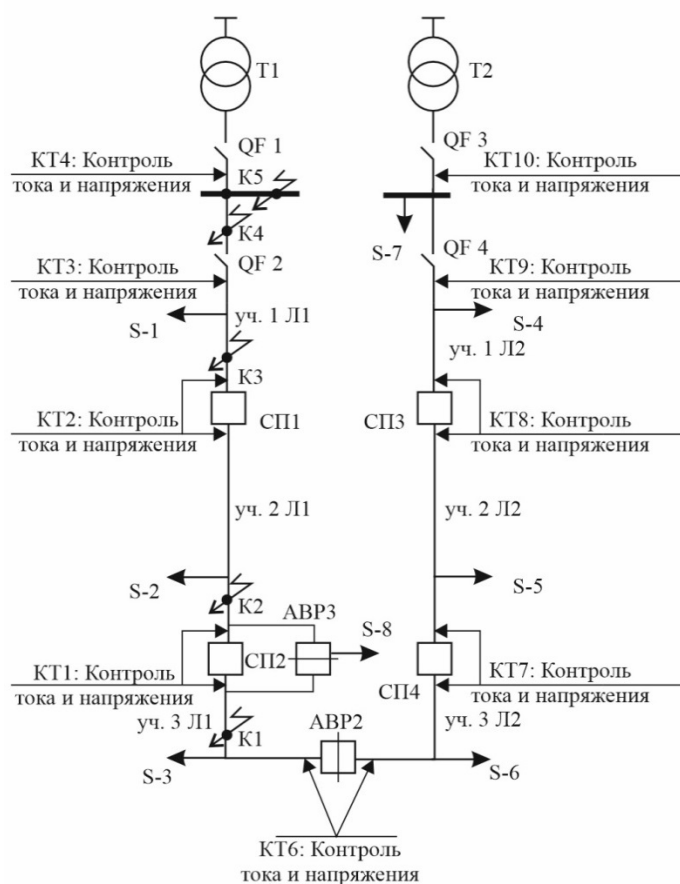


Рисунок 1.7 - Способ повышения надежности электроснабжения ответственного потребителя посредством совместного использования средств секционирования и резервирования.

После анализа, а также после практического применения вышеизложенных способов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, был выявлен ряд недостатков, которые снижают надежность электроснабжения потребителей и негативно сказываются на электробезопасности при обслуживании и ремонте данных линий электропередачи:

- отсутствует связь между оборудованием сети, в первую очередь между секционирующим пунктом и АВР;
- необходимо наладить контроль в режиме реального времени над оборудованием данных сетей;
- отсутствует возможность дистанционного управления средствами секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.

1.4 Анализ перспектив использования СП с функцией АВР в сельских электрических сетях

Анализ мировых тенденций развития электроэнергетической отрасли демонстрирует, что в ближайшие годы компания ПАО «Россети» и её дочерние компании столкнутся с такими проблемами, как моральное устаревание инфраструктуры и необходимость интеграции объектов распределенной энергетики при сохранении надежности энергоснабжения и упрощении процессов технологического присоединения к сетям.

В соответствии с программой инновационного развития ПАО «Россети» на период 2024–2029 гг. (с перспективой до 2035 г.) [66] развитие электрических сетей уже происходит и будет происходить в условиях широкого внедрения информатизации, роботизации, цифровизации всех сфер жизни. Поэтому электрические сети как элемент, взаимосвязующий все технологические процессы производства и быта, также необходимо приводить в соответствии требованиям экономики [19].

Безусловным приоритетом развития электрических сетей является внедрение современных зарубежных концепций, к примеру, интеллектуальных или «умных» сетей (SMART GRID) [19, 108, 115]. По существу, данная сеть представляет собой модификацию энергетических систем XX столетия, которые, как правило, «передают» энергию от нескольких электрогенераторов большому количеству пользователей. Она способна более рационально распределять мощности, с учетом малейших изменений параметров и условий спроса и предложения, и позволяет увязать стоимость и время потребления энергии. Благодаря принципам построения «интеллектуальной сети» система может реагировать на любые колебания в любом из ее звеньев — генерации, распределения и потребления энергии. Данное направление является актуальным во всём мире, в том числе и в России, даже несмотря на то, что в разных странах существуют свои концепции интеллектуальных сетей, общие принципы их построения и развития.

Используя современные информационные и коммуникационные технологии, всё оборудование сетей Smart Grid взаимодействует друг с другом, образуя единую интеллектуальную систему энергоснабжения. Собранные с оборудования информация анализируется, а результаты анализа помогают оптимизировать использование электроэнергии, снижать затраты, увеличивать надежность и эффективность энергосистем [13].

В России имеется собственная концепция электрической сети, согласно которой «Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью» (ИЭС ААС) представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления» [19, 62].

Проводится работа по созданию элементов, отдельных адаптивных систем, технико-экономических механизмов, которые войдут в интеллектуальные электрические сети как составляющие [13, 39]. Однако работа пока носит, в большей части, разрозненный характер, требуется её систематизация. Поэтому выполнение тех требований к интеллектуальной сети, которые вытекают из её определения, диктует необходимость выделения структуры интеллектуальной сети, определения систем, на базе которых и будет строиться интеллектуальность электрических сетей. Эти системы в целом предлагается подразделить на:

- системы баз данных и обработки информации;
- системы контроля работы оборудования сети;
- системы мониторинга (режимов, технического состояния, качества электроэнергии и т.п.);

- системы учёта (электроэнергии, потерь и т.п.);
- системы управления.

Внедрение выше указанных систем интеллектуализации электрических сетей позволит внедрить и технико-экономические механизмы повышения эффективности электрических сетей, а также в целом систем электроснабжения, в том числе механизм корректировки тарифов и стоимости электроэнергии, механизм санкционной политики и стимулирования в отношении энергокомпаний и потребителей. Можно автоматизировать выполнение обоснований применения микросетей и сетей с разной степенью автоматизации, формировать многолетние базы данных по всем параметрам функционирования систем электроснабжения, прогнозировать на этой основе режимы работы электрических сетей, объектов генерации, прогнозирование актуальных направлений развития сетей, формировать новые экономические принципы функционирования систем электроснабжения, рынка электроэнергии. Всё это позволяет интегрировать системы электроснабжения, интеллектуальные электрические сети в цифровую экономику, создавать новые рынки оборудования, средств связи и программное обеспечение для интеллектуальных электрических сетей и микросетей, рынки услуг в сфере электроснабжения.

Однако особенностями развития отечественных концепций интеллектуальной сети является то, что они практически не рассматривают подробно сети низкого класса напряжения, до 1 кВ (в основном сети 0,4 кВ), к которым подключается подавляющее большинство бытовых и мелкомоторных потребителей, административных объектов. Получается ситуация, когда к умным сетям 0,4 кВ относят отдельные компоненты и устройства, предназначенные, например, к управлению оборудованием трансформаторных подстанций (ТП), или к электрическим сетям, причём не всегда эти решения даже можно отнести именно к интеллектуальным сетям, хотя они и направлены на повышение надежности электроснабжения потребителей (например, использование самонесущих изолированных проводов или столбовых ТП) [13, 19].

Важным моментом при создании интеллектуальных сетей является то, что возникает необходимость разработки новых элементов сети, новых устройств, позволяющих осуществлять функции мониторинга, управления, контроля, связи, коммутации и т.д. Такие решения должны разрабатываться для разных вариантов исполнения схем сетей. Более того, разрабатываемая структура сети должна давать возможность автоматического изменения конфигурации сетей в широких пределах, для обеспечения высокой надёжности электроснабжения потребителей, выделения поврежденного участка сети, возможности самовосстановления сети. Предлагаемая структура должна обеспечить возможность работы сети с дополнительными источниками генерации, в том числе с возобновляемыми источниками энергии. Указанные выше системы безопасности, корректировки стоимости, регулирования должны входить в структуру сети [13, 19].

Предлагаемая структура интеллектуальной распределительной электрической сети низкого напряжения не содержит дополнительных источников генерации [13]. Разделение сети происходит с помощью секционирующего пункта, имеющего следующие функциональные разновидности: пункт секционирования линий с односторонним питанием с АПВ; пункт секционирования линий с двухсторонним питанием с АПВ; пункт секционирования линий с АПВ и АВР; пункт секционирования линий с АПВ, АВР и АВНР; пункт секционирования линий с делительной автоматикой; пункт секционирования местного резервирования.

1.5 Постановка задач диссертационной работы

Проведённый анализ показал, что основными признаками необходимости секционирования и резервирования ЛЭП являются завышенная протяжённость ЛЭП с учётом сечения провода, которым она выполнена, повышенная повреждаемость на отдельных участках ЛЭП, связанная с различными факторами; наличие в ЛЭП ответственных потребителей; наличие возможности осуществления резервирования от соседней ЛЭП; наличие протяжённых отпаек от ЛЭП. Окончательное решение о резервировании и секционировании ЛЭП, а

также о месте установки секционирующих пунктов и АВР должно осуществляться после соответствующих технико-экономических расчётов.

Разработанные на сегодняшний день технические средства секционирования и резервирования ЛЭП применяются не системно, на рынке отсутствуют секционирующие пункты для ЛЭП 0,4 кВ, применимые в сельской местности, что не позволяет широко применять секционирование в системах электроснабжения сельских поселений. Поэтому решение задач по внедрению средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ является актуальным. Нет пунктов секционирования и резервирования, позволяющих выполнять функции СП и АВР одним устройством. Не предложены методики выбора количества и мест установки СП и АВР в ЛЭП 0,4 кВ.

Для более глубокого исследования вышеописанной проблемы были поставлены следующие задачи:

1. Выполнить анализ параметров конфигурации сельских электрических сетей 0,4 кВ, анализ надёжности электроснабжения сельских потребителей на примере Орловского района электрических сетей и обосновать необходимость применения СПАВР;

2. Разработать методику выбора количества и мест установки пунктов секционирования с функцией резервирования в сельских электрических сетях 0,4 кВ, учитывающую критерии обеспечения чувствительности защиты ЛЭП, надёжности электроснабжения и технико-экономические критерии;

3. Выполнить анализ существующих и разработать новые способы автоматизации электрических сетей 0,4 кВ, содержащих пункты секционирования с функцией резервирования 0,4 кВ;

4. Разработать экспериментальный образец пункта секционирования с функцией резервирования электрических сетей 0,4 кВ и провести его лабораторные испытания;

5. Определить экономическую эффективность применения разработанного пункта секционирования с функцией резервирования в сельских линиях электрической сети 0,4 кВ.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА И МЕСТ УСТАНОВКИ ПУНКТОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4 кВ

2.1 Первый шаг методики. Выбор количества и места установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по критерию чувствительности защитных аппаратов, установленных в ЛЭП 0,4 кВ

Согласно [92] рекомендуемая длина линий электропередачи (ЛЭП) 0,4 кВ составляет не более 0,5 км. В реальности она зачастую имеет завышенную длину. Так, например, среднестатистическая длина ЛЭП 0,4 кВ, согласно [3, 37] составляет от 0,9 км до 1,2 км для разных районов Орловской области. Завышенная длина ЛЭП приводит к тому, что зачастую не удаётся выполнить условия чувствительности защитного аппарата, установленного на трансформаторной подстанции и защищающего её от перегрузок и коротких замыканий [88]. Этими аппаратами обычно являются предохранители или автоматические выключатели.

Предохранители и автоматические выключатели проверяются, согласно [83] по следующему условию кратности тока однофазного короткого замыкания ($I_K^{(1)}$) и тока вставки $I_{вст}$ или уставки, $I_{уст}$:

- для предохранителей:

$$I_K^{(1)} / I_{вст} \geq 3, \quad (2.1)$$

- для комбинированного и теплового расцепителя автомата [50; 83]:

$$I_K^{(1)} / I_{уст.к(тр)} \geq 3, \quad (2.2)$$

- если выбран автомат только с электромагнитным расцепителем [50; 83]:

$$I_K^{(1)} / I_{уст.эм} \geq 1,1 \cdot K_{разбр} \cdot N, \quad (2.3)$$

где $K_{разб}$ – коэффициент разброса срабатывания уставки (по заводским характеристикам или 1,4) [50, 83];

N – кратность тока электромагнитного расцепителя – отношение уставки ЭМ и номинального тока автомата ($I_{эм} / I_{ном.авт}$), $N=5$ (характеристика В), 10 (С), 20 (D) или из паспорта автомата [50, 83].

При невыполнении данного условия необходимо принимать меры по повышению чувствительности защиты. Это может быть: разделение нагрузки на две ЛЭП; выполнение ЛЭП двухцепной (это позволит без установки дополнительных опор разделить нагрузку по линиям и выбрать аппараты с меньшими уставками); увеличение сечения проводов ЛЭП; уменьшение длины ЛЭП за счет установки дополнительной ТП 10/0,4 кВ; секционирование ЛЭП с помощью установки в расщелку автоматического выключателя или секционирующего пункта (СП) [34, 52, 61].

Задача определения места установки СП для обеспечения чувствительности защиты. Все варианты, за исключением секционирования ЛЭП требуют значительных капитальных вложений. В то же время установка в расщелку ЛЭП автоматического выключателя не позволяет осуществлять контроль его работы. Рациональным вариантом является установка в ЛЭП секционирующего пункта (СП). Стоимость секционирующего пункта составляет ориентировочно 70-90 тысяч рублей, которые окупаются примерно в течение 3-7 лет [14, 25].

На рисунке 2.1 показан вариант применения секционирующих пунктов в ЛЭП 0,4 кВ. При этом СП устанавливаются на магистральных участках.

Согласно рисунку L – длина ЛЭП 0,4 кВ; $L_{\max.чув}$ – длина участка ЛЭП, на которой обеспечивается необходимая чувствительность защитного аппарата, установленного в ТП для защиты данной ЛЭП; $L_{\max.чув.СП}$ – длина участка ЛЭП за СП, на которой обеспечивается необходимая чувствительность защитного аппарата, установленного в СП для защиты участка ЛЭП за СП; $L_{\max.чув.СП2}$ – длина участка ЛЭП за СП2, на которой обеспечивается необходимая чувствительность защитного аппарата, установленного в СП2 для защиты участка

ЛЭП за СП2; S1, S2, S3 – группы потребителей, подключенные к соответствующим участкам ЛЭП [50].

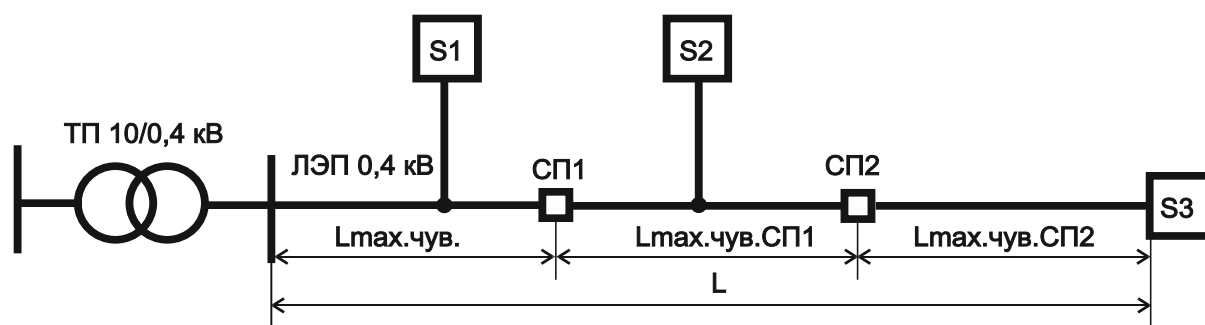


Рисунок 2.1 - Вариант применения секционирующих пунктов в ЛЭП 0,4 кВ

При установке СП в ЛЭП 0,4 кВ встаёт задача определения места установки и количества СП, которые необходимо установить для обеспечения требуемой чувствительности защиты ЛЭП. Выбор места установки по критерию обеспечения чувствительности защит должен проводиться на основании расчета токов короткого замыкания в ЛЭП 0,4 кВ. Этот расчет выполняется с целью определения расстояния от трансформаторной подстанции до точки на ЛЭП, при котором не будет обеспечена чувствительность защитного аппарата, установленного на трансформаторной подстанции. Эта точка и будет тем местом, не далее которого от трансформаторной подстанции должен быть установлен секционирующий пункт [14, 50].

Методика определения места установки СП и их количества выглядит следующим образом. Необходимо выполнить обследование ЛЭП для определения характеристик. Для этого проводится осмотр (для существующей ЛЭП) или определяются её необходимые расчётные характеристики (при проектировании ЛЭП и рассмотрении секционирования как проектного варианта оснащения линии). Необходимые данные по итогам обследования ЛЭП заносятся в форму, приведённую в таблице 2.1 (в таблице приведён пример заполнения) [50].

Таблица 2.1 – Исходные данные, получаемые путём обследования ЛЭП

Параметр	Длина, L км	Марка, сечение провода	Марка и мощность трансформатора, от которой питается ЛЭП	Напряжение ЛЭП, Ул/Уф, кВ/кВ	Ток отключения уставки (вставки) коммутационного аппарата на вводе ЛЭП $I_{откл}$
Значение	0,8	A-35	160 кВА	0,38/0,22	63 А
Поопорная (или расчётная) схема					

На основании данных таблицы 2.1 определяются из справочных ресурсов следующие данные, которые вносятся в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные исходные данные

Пара- метр	Удельное активное сопротивление фазного провода, $R_{0\Phi i}$, Ом/км	Удельное активное сопротивлен ие нулевого провода, R_{0Ni} , Ом/км	Удельное индуктивное сопротивлен ие петли фаза-нуль, $X_{0п\Phi Ni}$, Ом/км	Полное сопротивлени е трансформато ра Z_{Ti} , Ом	Ток по условию чувствительнос ти $I_{усл.чув}$, А
Значе- ние	0,3	0,3	0,4	0,82	189

Ток по условию чувствительности $I_{усл.чув}$ определяется в зависимости от необходимого условия чувствительности защитного аппарата. Например, для выполнения условий, приведённых в выражениях (2.1) и (2.2), $I_{усл.чув}$ можно определить [50]:

$$I_{усл.чув} = 3 \cdot I_{откл}. \quad (2.4)$$

Для выполнения условия, приведённого в выражении (2.3), $I_{усл.чув}$ можно определить [50]:

$$I_{усл.чув} = I_{откл} \cdot 1,1 \cdot K_{разбр} \cdot N. \quad (2.5)$$

Для выполнения условий пункта 1.7.79 ПУЭ [81] $I_{усл.чув}$ определяется по время-токовым характеристикам защитного аппарата (автоматического выключателя или предохранителя).

Используя данные таблиц 2.1 и 2.2 необходимо выполнить расчёт максимального расстояния, на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты. Расчёт выполняется по формуле [50]:

$$L_{\max, \text{чув}} = \frac{\frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чув}}} - \frac{Z_T}{3}}{\sqrt{R_{0\phi}^2 + 2 \cdot R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4X_{0ПФН}^2}}. \quad (2.6)$$

Выражение (2.6) для определения $L_{\max, \text{чув}}$ получено следующим образом.

Известно, что ток однофазного короткого замыкания в сельских электрических сетях определяется по формуле [49, 50, 78]:

$$I_{\text{кз}}^1 = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{ПФН}}, \quad (2.7)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

Z_T – полное сопротивление трансформатора, выбирается из справочной литературы, например для трансформатора мощностью 250 кВА составляет 0,614 Ом;

$Z_{ПФН}$ – сопротивление петли фаза-нуль $Z_{ПФН}$ определяется по выражению:

$$Z_{нфN} = \sqrt{(R_{\phi} + R_N)^2 + X_{нфN}^2} = \sqrt{(R_{0\phi} \cdot L + R_{0N} \cdot L)^2 + (X_{0нфN} \cdot 2 \cdot L)^2}. \quad (2.8)$$

Значит, можно представить формулу в следующем виде:

$$I_{\text{кз}}^1 = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + \sqrt{(R_{0\phi} \cdot L + R_{0N} \cdot L)^2 + (X_{0ПФН} \cdot 2 \cdot L)^2}}. \quad (2.9)$$

Граничным случаем, при котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, является:

$$I_{\text{кз}}^1 = I_{\text{усл.чув}}, \quad (2.10)$$

тогда

$$I_{\text{усл.чуг}} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\text{ПФН}}}, \quad (2.11)$$

отсюда

$$\frac{Z_T}{3} + Z_{\text{ПФН}} = \frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чуг}}}, \quad (2.12)$$

и

$$Z_{\text{ПФН}} = \frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чуг}}} - \frac{Z_T}{3}. \quad (2.13)$$

Раскрыв $Z_{\text{ПФН}}$, получим:

$$\sqrt{(R_{0\phi} \cdot L_{\text{мах.чуг}} + R_{0N} \cdot L_{\text{мах.чуг}})^2 + (X_{0\text{ПФН}} \cdot 2 \cdot L_{\text{мах.чуг}})^2} = \frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чуг}}} - \frac{Z_T}{3}, \quad (2.14)$$

$$\sqrt{L_{\text{мах.чуг}}^2 \cdot (R_{0\phi}^2 + 2R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4X_{0\text{ПФН}}^2)} = \frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чуг}}} - \frac{Z_T}{3}. \quad (2.15)$$

И выразив из (2.15) $L_{\text{мах.чуг}}$ получим искомую формулу:

$$L_{\text{мах.чуг}} = \frac{\frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чуг}}} - \frac{Z_T}{3}}{\sqrt{R_{0\phi}^2 + 2 \cdot R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4 \cdot X_{0\text{ПФН}}^2}}. \quad (2.16)$$

Сравнить фактическую длину ЛЭП с расчётным значением $L_{\text{мах.чуг}}$. Если выполняется условие $L_{\text{мах.чуг}} \geq L$, то установка секционирующего пункта не требуется. Если же $L_{\text{мах.чуг}} < L$, то установка СП требуется, причём расстояние от ТП до СП должно быть не более $L_{\text{мах.чуг}}$.

Проверить место установки по другим критериям, таким как достигаемое повышение надёжности электроснабжения потребителей при установке СП, достигаемое повышение электробезопасности, достигаемое повышение энергоэффективности и т.п. [50].

Выбрать точку установки СП на плане ЛЭП и определить длину участка

ЛЭП за СП.

Определить по существующим методикам уставки срабатывания средств релейной защиты или защитных аппаратов, устанавливаемых в СП с учётом нагрузки, подключенной на участке ЛЭП за СП.

Определить ток по условию чувствительности для участка ЛЭП за СП $I_{\text{усл.чув.СП}}$ в зависимости от необходимого условия чувствительности защитного аппарата, установленного в СП.

Используя данные таблиц 2.1 и 2.2, а также рассчитанное значение $I_{\text{усл.чув.СП}}$ выполнить расчёт максимального расстояния, на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты защитного аппарата (РЗ), установленного в СП. Расчёт выполняется по формуле [50]:

$$L_{\text{max.чув.СП}} = \frac{\frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чув.СП}}} - \frac{Z_T}{3}}{\sqrt{R_{0\phi}^2 + 2 \cdot R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4 \cdot X_{0ПФН}^2}}. \quad (2.17)$$

Сравнить фактическую длину участка ЛЭП за СП с расчётным значением $L_{\text{max.чув.СП}}$. Если выполняется условие $L_{\text{max.чув.СП}} \geq L_{\text{уч.заСП}}$, то установка второго секционирующего пункта (СП2) не требуется. Если же $L_{\text{max.чув.СП}} < L_{\text{уч.заСП}}$, то установка СП2 требуется, причём расстояние от СП до СП2 должно быть не более $L_{\text{max.чув.СП}}$.

Проверить место установки СП2 по другим критериям, таким как достигаемое повышение надёжности электроснабжения потребителей при установке СП2, достигаемое повышение электробезопасности, достигаемое повышение энергоэффективности и т.п. [50].

Выбрать точку установки СП2 на плане ЛЭП и определить длину участка ЛЭП за СП2.

Определить по существующим методикам уставки срабатывания средств релейной защиты или защитных аппаратов, устанавливаемых в СП2 с учётом нагрузки, подключенной на участке ЛЭП за СП2.

Определить ток по условию чувствительности для участка ЛЭП за СП2 $I_{\text{усл.чув.СП2}}$ в зависимости от необходимого условия чувствительности защитного аппарата, установленного в СП2.

Используя данные таблиц 2.1 и 2.2, а также рассчитанное значение $I_{\text{усл.чув.СП2}}$ выполнить расчёт максимального расстояния, на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты защитного аппарата (РЗ), установленного в СП. Расчёт выполняется по формуле [50]:

$$L_{\text{max.чув.СП2}} = \frac{\frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чув.СП2}}} - \frac{Z_T}{3}}{\sqrt{R_{0\phi}^2 + 2 \cdot R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4 \cdot X_{0ПФН}^2}}. \quad (2.18)$$

Сравнить фактическую длину участка ЛЭП за СП с расчётным значением $L_{\text{max.чув.СП2}}$. Если выполняется условие $L_{\text{max.чув.СП2}} \geq L_{\text{уч.заСП2}}$, то установка третьего секционирующего пункта (СП3) не требуется. Если же $L_{\text{max.чув.СП2}} < L_{\text{уч.заСП2}}$, то установка СП3 требуется, причём расстояние от СП2 до СП3 должно быть не более $L_{\text{max.чув.СП2}}$.

В таблице 2.3 приведены расчёты максимального расстояния от ТП до СП для трансформатора мощностью 160 кВА при использовании проводов марки СИП2 различного сечения и при различных токах уставки теплового или комбинированного расцепителя автоматического выключателя (или вставки предохранителя) для защиты отходящей линии.

С возрастанием тока уставки максимально допустимое расстояние от ТП до СП снижается, с увеличением сечения провода оно растёт.

При определении места установки СП в ЛЭП может быть так, что СП устанавливается для защиты отпаяк от ЛЭП. В этом случае методика используется аналогично тому, как указано выше, но определяются параметры петли фаза-нуль с учётом длины, марки и сечения проводов отпайки.

Таблица 2.3 - Максимальное расстояние от ТП до СП для трансформатора мощностью 160 кВА

$I_{откл},$ А	Uф, В	$I_{усл.чув},$ А	Lmax, км, СИП2 3х35 +1х50	Lmax, км, СИП2 3х50 +1х50	Lmax, км, СИП2 3х50+ 1х70	Lmax, км, СИП2 3х70+ 1х70	Lmax, км, СИП2 3х70 +1х95	Lmax, км, СИП2 3х95+ 1х95
16	220	48	2,93	3,38	3,95	4,75	5,50	6,55
25	220	75	1,84	2,12	2,47	2,97	3,45	4,11
32	220	96	1,41	1,63	1,90	2,29	2,65	3,15
40	220	120	1,11	1,28	1,49	1,79	2,08	2,48
50	220	150	0,87	1,00	1,16	1,40	1,62	1,93
63	220	189	0,66	0,77	0,89	1,08	1,25	1,48
80	220	240	0,50	0,58	0,67	0,81	0,94	1,12
100	220	300	0,38	0,44	0,51	0,61	0,71	0,85
125	220	375	0,28	0,32	0,38	0,46	0,53	0,63
160	220	480	0,20	0,23	0,26	0,32	0,37	0,44
200	220	600	0,14	0,16	0,18	0,22	0,25	0,30
250	220	750	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,19
320	220	960	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,10

Следует отметить, что приведённая выше методика определения места установки СП может использоваться и для других целей. Например, для выбора сечения провода ЛЭП с позиции чувствительности защиты при проектировании ЛЭП или при её реконструкции. Для этого проводится расчёт $L_{\max.чув}$ для разных сечений провода при известной длине ЛЭП и известном токе чувствительности $I_{усл.чув}$ по формуле (2.16), после чего производится сравнение $L_{\max.чув}$ при рассматриваемом сечении и токе, и проектная длина ЛЭП L . Если $L_{\max.чув} \geq L$, то рассматриваемое сечение подходит по условиям чувствительности защиты. Если же $L_{\max.чув} < L$, то должно применяться другое сечение провода или необходимо рассмотреть вариант с установкой СП в точке, удалённой не более чем на $L_{\max.чув}$.

Для определения максимально возможной к использованию уставки защитного аппарата, устанавливаемого для защиты отходящей линии, можно также использовать представленную методику, преобразовав выражение (2.16) следующим образом [50]:

$$I_{\text{усл.чув}} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + L_{\text{max.чув}} \cdot \sqrt{R_{0\phi}^2 + 2 \cdot R_{0\phi} \cdot R_{0N} + R_{0N}^2 + 4 \cdot X_{0ПФН}^2}} . \quad (2.19)$$

Из полученного значения $I_{\text{усл.чув}}$ и условий обеспечения чувствительности, например, приведённых в виде выражений (2.1, 2.2, 2.3) вычисляется максимальный ток уставки, который возможно использовать в защитном аппарате, устанавливаемом для защиты отходящей линии.

В указанных выше выражениях для определения сопротивления петли фаза-нуль введено упрощение, в частности, не учтены сопротивления контактов коммутационных аппаратов, сопротивления в местах соединения проводов и некоторые другие составляющие, учесть которые объективно достаточно сложно [19]. Однако получаемой точности расчётов достаточно при хорошем состоянии ЛЭП, так как указанные составляющие в сопротивлении петли не превышают 2%. Полученное расстояние до СП является максимально допустимым, СП следует располагать на меньшем расстоянии. При плохом состоянии ЛЭП (наличие большого количества скруток, плохое состояние контактных аппаратов и т.п.) рекомендуется сокращать полученное состояние на 5%.

С учётом тенденции к развитию интеллектуализации и цифровизации электрических сетей [15, 62, 79, 102, 112, 114, 115, 116] возникает необходимость создания методик определения мест установки различного оборудования, предназначенного для автоматизации электрических сетей. Одной из методик и является представленная выше методика определения места и количества секционирующих пунктов по условию обеспечения чувствительности защитных аппаратов [50]. Составлена компьютерная программа «Место установки СПАВР», реализующая предложенную методику [93]. Программа позволяет определять максимально допустимое расстояние до СП или СПАВР по критерию чувствительности защитных аппаратов, установленных в ЛЭП и на ТП. Руководство по работе с программой «Место установки СПАВР» приведено в приложении А к работе.

2.1.1 Выбор мест установки и количества секционирующих пунктов с функцией АВР в электрической сети 0,4 кВ по критерию обеспечения чувствительности защитных аппаратов с двумя источника питания

Принципы секционирования и резервирования активно внедряются в электрических сетях 10 кВ, в частности, с помощью реклоузеров, что позволяет изолировать повреждённые участки линий электропередачи (ЛЭП), осуществлять автоматическое включение резервного питания (АВР) на неповреждённые участки ЛЭП, реализуя некоторые из принципов «умных» электрических сетей, SMART GRID [7, 15, 16, 62, 109, 112, 114, 115].

Ранее были созданы устройства секционирования электрических сетей 0,4 кВ и устройства сетевого АВР [13, 18, 25, 29, 30, 31, 35, 59, 117], но они имеют ряд недостатков, таких как большие габариты (что не позволяет выполнить их столбовое исполнение), использование электромеханической релейной защиты и автоматики, отсутствие дистанционного контроля и управления, отсутствие совмещения функций секционирования (СП) и резервирования (АВР) в одном устройстве [50].

Поэтому в [25] предложено совмещение функций СП и АВР в одном устройстве (СПАВР), что позволит унифицировать данные устройства и расширит область их применения. То есть одно и то же устройство может осуществлять функции как СП, так и сетевого АВР. СПАВР может выполняться в столбовом исполнении, что даст возможность уменьшить вероятность вандализма по отношению к СПАВР, а также повысит электробезопасность за счёт сокращения возможностей доступа сторонних лиц к устройству. За счёт применения микроконтроллерного блока управления в СПАВР [31, 87] появилась возможность не использовать электромеханические устройства релейной защиты и автоматики, осуществлять дистанционный контроль и управление СПАВР. При этом себестоимость одного устройства СПАВР снизилась, по сравнению с проведёнными расчётами для СП и АВР [35, 117].

Применение СПАВР позволяет более экономично получать результат

повышения надёжности электроснабжения потребителей, повышения электробезопасности электрических сетей, особенно при оснащении его системами мониторинга, контроля, учёта и управления, характерными для умных электрических сетей [21, 56]. Это устройство может применяться в интеллектуальных электрических сетях наряду с другими новыми коммутационными аппаратами [14, 52].

Таким образом, в случае если есть возможность осуществить сетевое резервирование в схеме электроснабжения, то есть выполнить резервное питание от другой ТП или от других шин той же ТП, то некоторые или все СП, установленные в схеме, могут быть оснащены функцией АВР, то есть, выполнены в варианте СПАВР. Такой вариант показан на рисунке 2.2.

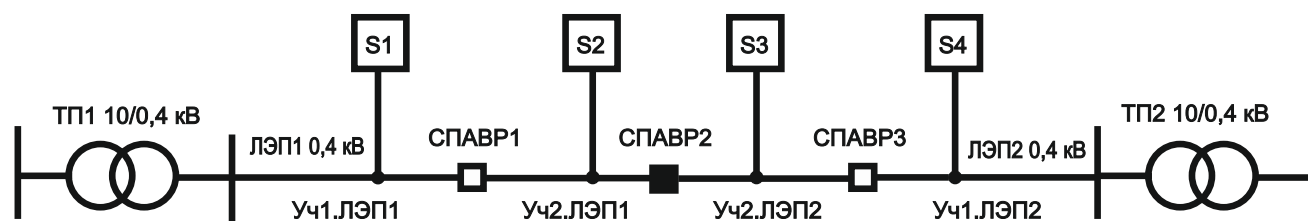


Рисунок 2.2 – Вариант схемы электроснабжения с применением сетевого резервирования и секционирования с помощью СПАВР

На рисунке 2.2 показана электрическая сеть 0,4 кВ, представляющая собой две ЛЭП, запитанные от разных трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ и объединённых в кольцевую сеть с помощью установки в ЛЭП устройств СПАВР. Возможность объединения двух линий с помощью СПАВР имеется в большинстве электрических сетей, питающих потребителей в сельских населённых пунктах [50].

В нормальном режиме работы ЛЭП 1 и ЛЭП 2 работают отдельно, каждая от своей ТП 10/0,4 кВ. СПАВР2 отключен (в данном примере), хотя разделение ЛЭП 1 и ЛЭП 2 на практике может выполняться отключением и других СПАВР, всё зависит от длин участков ЛЭП, их нагрузки и других факторов. Количество

СПАВР в сети также может быть различным. Один (в случае, если на ТП установлены коммутационные аппараты, которые могут быть автоматически отключены перед включением СПАВР) целесообразно устанавливать при малых протяжённостях сети и при высокой вероятности отключения питающих ту или иную ЛЭП 10 кВ. Так же могут устанавливаться два и более СПАВР в сети. Их количество может определяться по разным критериям (надёжность электроснабжения потребителей, распределение нагрузки по ЛЭП, энергоэффективность и др.), в том числе по чувствительности защит, устанавливаемых как на ТП для защиты ЛЭП 0,4 кВ, так и в самих СПАВР. Также возникает задача определения мест установки всех имеющихся в сети СПАВР с точки зрения чувствительности защиты, причём именно чувствительность защит является ключевым критерием выбора места установки СПАВР, так как ограничивает максимальное расстояние от одного коммутационного аппарата до другого [50, 119].

Рассмотрим методику определения места установки СПАВР и их количества по критерию обеспечения чувствительности защиты в случае применения СПАВР в кольцевой линии, запитанной от разных ТП 10/0,4 кВ или в случае сети, представляющей две ЛЭП, запитанные от разных ТП, но имеющие возможность объединения в одну сеть за счёт установки СПАВР. И в том, и в другом случае сеть разбивается на две ЛЭП (ЛЭП 1 и ЛЭП 2, см. рисунок 2.1). Один СПАВР (СПАВР2 на рисунке 2.2) устанавливается в точке потокоораздела между ЛЭП1 и ЛЭП2 для обеспечения возможности работы сети в нормальном режиме разомкнуто. В настоящей статье расчёт точки потокоораздела не рассматривается, так как он выполняется по известным методикам [50]. Поэтому задача сводится к разработке методики выбора количества и мест установки СПАВР в ЛЭП1 и ЛЭП2. Последовательность выполнения методики приведена ниже.

Первым шагом необходимо выполнить характеристику обследуемой на вопрос необходимости установки СПАВР сети. Для этого проводится осмотр (для существующей сети) или определяются её необходимые расчётные

характеристики (при проектировании сети и рассмотрении применения СПАВР как проектного варианта оснащения сети). Необходимые данные по итогам обследования сети заносятся в форму, приведённую в таблице 2.4. Для ЛЭП 1 и ЛЭП 2 значения $I_{\text{усл.чув}}$ определяются отдельно. Для существующих ЛЭП при принятии решения об их объединении в единую сеть следует проверить выбор защитных аппаратов, поскольку при включении СПАВР для резервирования нагрузки ток нагрузки, протекающий по соответствующей ЛЭП и через соответствующий защитный аппарат этой ЛЭП возрастут, а токи однофазного короткого замыкания уменьшатся. Это же следует учитывать при проектировании кольцевой сети. Также необходимо, чтобы марки и сечения провода ЛЭП1 и ЛЭП2 были одинаковыми для обеспечения требуемой пропускной способности при резервировании всей нагрузки объединённой сети [50].

Таблица 2.4 – Исходные данные, получаемые путём обследования сети

Параметр	Длина, L км		Марка, сечение провода		Марка и мощность трансформатора, от которой питается ЛЭП	Напряже ние ЛЭП, Ул/Уф, кВ/кВ	Ток отключения уставки (вставки) коммутацион ного аппарата на вводе ЛЭП $I_{\text{откл}}$
	Уч1	Уч2	Уч1	Уч2			
Значение Для ЛЭП1	0,4	0,4	СИП-2 3х50+ 1х50	СИП-2 3х50+1 х50	ТМ 160 кВА	0,38/0,22	63
Значение Для ЛЭП2	0,4	0,4	СИП-2 3х50+ 1х50	СИП-2 3х50+1 х50	ТМ 160 кВА	0,38/0,22	63
Поопорные (или расчётные) схемы ЛЭП1 и ЛЭП2							

На основании данных обследования сети таблица 2.4, определяются из справочных ресурсов расчетные данные, которые вносятся в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчётные исходные данные

Параметр	Удельное активное сопротивление фазного провода, $R_{0\Phi i}$, Ом/км	Удельное активное сопротивление нулевого провода, R_{0Ni} , Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, $X_{0п\Phi Ni}$, Ом/км	Полное сопротивление трансформатора Z_{Ti} , Ом	Ток по условию чувствительности $I_{усл.чув i}$, А
Значение для ЛЭП 1	0,3	0,3	0,4	0,86	189
Значение для ЛЭП 2	0,3	0,3	0,4	0,86	189

Ток по условию чувствительности $I_{усл.чув}$ определяется в зависимости от необходимого условия чувствительности защитного аппарата [50].

Например, для выполнения условий, приведённых в выражениях (2.1 и 2.2) $I_{усл.чув}$ можно определить:

$$I_{усл.чув} = 3 \cdot I_{откл.}$$

Для выполнения условия, приведённого в выражении (2.3), $I_{усл.чув}$ можно определить:

$$I_{усл.чув} = I_{откл.} \cdot 1,1 \cdot K_{разбр.} \cdot N. \quad (2.20)$$

Для выполнения условий пункта 1.7.79 ПУЭ [81] $I_{усл.чув}$ определяется по время-токовым характеристикам защитного аппарата (автоматического выключателя или предохранителя).

Используя данные таблица. 2.4 и 2.5 необходимо выполнить расчёт максимального расстояния, на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты для каждой ЛЭП. Расчёт выполняется по формуле [50, 80, 119]:

$$L_{\max.чув.i} = \frac{\frac{U_{\Phi}}{I_{усл.чув.i}} - \frac{Z_{Ti}}{3}}{\sqrt{R_{0\Phi i}^2 + 2 \cdot R_{0\Phi i} \cdot R_{0Ni} + R_{0Ni}^2 + 4 \cdot X_{0п\Phi Ni}^2}}, \quad (2.21)$$

где $L_{\max.чув.i}$ - максимальное расстояние, на котором обеспечивается

чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты для i -го защитного аппарата, км, например для коммутационного аппарата, установленного в ТП1 для защиты ЛЭП1 это расстояние обозначается $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}}$, для коммутационного аппарата, установленного в ТП2 для защиты ЛЭП2 это расстояние обозначается $L_{\max.\text{чув}\text{ТП2}}$.

Далее следует сравнить фактическую длину ЛЭП 1 и ЛЭП 2 с расчётными значениями $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}}$ и $L_{\max.\text{чув}\text{ТП2}}$. Если выполняется условие $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}} \geq L_1$, то установка СПАВР в ЛЭП 1 с точки зрения обеспечения чувствительности защиты ЛЭП 1 не требуется, СПАВР в ЛЭП 1 может быть установлен для обеспечения повышения надёжности электроснабжения потребителей и место его установки следует определять именно по критерию надёжности. Если же $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}} < L_1$, то установка СПАВР в ЛЭП 1 требуется, причём расстояние от ТП1 до СПАВР (на рисунках 2.2 и 2.3 это СПАВР1) должно быть не более $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}}$. Аналогично для ЛЭП 2 проверяется условие $L_{\max.\text{чув}\text{ТП2}} \geq L_2$ и определяется необходимость установки СПАВР (СПАВР 3) в эту ЛЭП, а также максимальное расстояние до него от ТП2. Максимальные расстояния от ТП1 до СПАВР1 и от ТП2 до СПАВР3 показаны на рисунке 2.3 как, соответственно $L_{\max.\text{чув}\text{ТП1}}$ и $L_{\max.\text{чув}\text{ТП2}}$ [50].

Но поскольку планируется объединять ЛЭП1 и ЛЭП2 в единую сеть, то необходимо, чтобы СПАВР1 защищал также и участок Уч1ЛЭП1, а СПАВР3 – участок Уч1ЛЭП2 в случае, если произошло отключение на ТП1 или ТП2 соответственно и питание осуществляется от другой ТП (такой вариант возможен при относительно небольшой длине объединённой сети, но рассматриваем его как один из возможных и самых сложных случаев, хотя чаще, вероятно, будет применяться случай, когда вместо СПАВР1 и СПАВР3 будет устанавливаться СП). Поэтому далее производим соответствующий расчёт максимального расстояния от СПАВР1 и СПАВР2 с учётом установленной в них защиты [50].

Для этого вначале определяем токи нагрузки по участкам Уч1ЛЭП1 и Уч1ЛЭП2, а также Уч2ЛЭП1 и Уч2ЛЭП2. При определении нагрузки по участкам, в связи с тем, что пока не определены точные места установки СПАВР1 и СПАВР3, принимаем предварительное место установки данных аппаратов с

учётом выполнения условия, что расстояние от ТП1 до СПАВР1 должно быть не более $L_{\max.чув\text{ТП1}}$, а расстояние от ТП2 до СПАВР3 – не более $L_{\max.чув\text{ТП1}}$.

Ток нагрузки на участке ЛЭП определяется по формуле:

$$I_{уч\text{ЛЭП}i} = \frac{P_{уч\text{ЛЭП}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi_{\text{ср.взв.уч.ЛЭП}i}}, \quad (2.22)$$

где $P_{уч\text{ЛЭП}i}$ – активная мощность на соответствующем участке ЛЭП, Вт;

$U_{\text{л}}$ – линейное напряжение ЛЭП, В;

$\cos \varphi_{\text{ср.взв.уч.ЛЭП}i}$ – средневзвешенный коэффициент мощности соответствующего участка ЛЭП.

Рассчитав нагрузку по участкам, выбираем токи уставок коммутационных аппаратов, устанавливаемых в СПАВР1, СПАВР2 и СПАВР3 с учётом обеспечения защиты нагрузки каждого из участков. Для СПАВР1 это участки Уч1ЛЭП1 и Уч2ЛЭП1, для СПАВР2 – Уч2ЛЭП1 и Уч2ЛЭП2, а для СПАВР3 – участки также Уч1ЛЭП2 и Уч2ЛЭП2.

Определяем по формулам (2.24) или (2.20) ток по условиям чувствительности для СПАВР1, СПАВР2 и СПАВР3 и вносим полученные результаты в таблицу 2.6. В таблицу 2.7 вносим характеристику объединённой линии (обозначим её ЛЭП1+ЛЭП2) [50].

Таблица 2.6 – Расчётные исходные данные для выбора СПАВР1, СПАВР2 и СПАВР3

$P_{уч\text{ЛЭП}1}, \text{Вт}$	$\cos \varphi_{\text{ср.взв.уч}1\text{ЛЭП}1}$	$P_{уч\text{ЛЭП}1}, \text{Вт}$	$\cos \varphi_{\text{ср.взв.уч}2\text{ЛЭП}1}$	$P_{уч\text{ЛЭП}2}, \text{Вт}$	$\cos \varphi_{\text{ср.взв.уч}1\text{ЛЭП}2}$	$P_{уч\text{ЛЭП}2}, \text{Вт}$	$\cos \varphi_{\text{ср.взв.уч}2\text{ЛЭП}2}$	$I_{уч1\text{ЛЭП}1}$	$I_{уч2\text{ЛЭП}1}$	$I_{уч1\text{ЛЭП}2}$	$I_{уч2\text{ЛЭП}2}$	$I_{\text{учл.чув СПАВР}1}, \text{А}$	$I_{\text{учл.чув СПАВР}3}, \text{А}$	$I_{\text{учл.чув СПАВР}2}, \text{А}$
10000	0,8	10000	0,85	11000	0,85	10000	0,8	40	20	42	20	150	150	150

Удельные сопротивления объединённой линии будут равны удельным сопротивлениям каждой из линий ЛЭП1 и ЛЭП2, так как действует условие, что

марки и сечения данных линий одинаковы [50].

Далее производим расчёт максимальных расстояний от СПАВР1, СПАВР2 и СПАВР3 в обе стороны от данных аппаратов (для СПАВР1 это участки Уч1ЛЭП1 и Уч2ЛЭП1, для СПАВР2 – Уч2ЛЭП1 и Уч2ЛЭП2, а для СПАВР3 – участки Уч1ЛЭП2 и Уч2ЛЭП2) по условиям чувствительности (формула 2.23).

При этом в формулу (2.6) подставляем значения, характеризующие сеть в зависимости от того, для какого участка производится расчёт. Результаты расчёта вносим в таблицу 2.7. Например, для участка 1 ЛЭП1 [50]:

$$L_{\max. \gamma \delta. CПABP1, \gamma \delta 1, TЭП1} = \frac{U_{\Phi}}{I_{\gamma \delta 1, \gamma \delta. CПABP1}} - \frac{Z_{TTT2}}{3}, \quad (2.23)$$

где $L_{\text{max, чув. СПАВР1уч1ЛЭП1}}$ - максимальное расстояние от СПАВР1 в сторону участка Уч1ЛЭП1 по условиям чувствительности защиты.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта максимальных расстояний от СПАВР1 до ТП1

0,3	Среднее удельное активное сопротивление фазного провода объединённой линии (ЛЭП1+ЛЭП2), $R_{0фЛЭП+ЛЭП2}$, Ом/км		
0,3	Удельное активное сопротивление нулевого провода, объединённой линии (ЛЭП1+ЛЭП2), R_{0N} ЛЭП1+ЛЭП, Ом/км		
0,4	Удельное индуктивное сопротивление петли фаза-нуль объединённой линии (ЛЭП1+ЛЭП2),, $X_{0гфN}$ ЛЭП1+ЛЭП2, Ом/км		
0,86	ТП1	Полное сопротивление трансформатора Z_T , Ом	
0,86	ТП2		
350	$L_{max.чув}$ СПАВР1 уч1ЛЭП1, М		
350	$L_{max.чув}$ СПАВР1 уч2ЛЭП1, М		
350	$L_{max.чув}$ СПАВР3 уч1ЛЭП2, М		
250	$L_{max.чув}$ СПАВР3 уч2ЛЭП2, М		
250	$L_{max.чув}$ СПАВР2 уч2ЛЭП1, М		
300	$L_{max.чув}$ СПАВР2 уч2ЛЭП2, М		
150	СПАВР1	Ток по условию чувствительности $I_{уст.чув}$, А	
150	СПАВР2		
150	СПАВР3		

С учётом определённых расстояний выявляются уточнённые зоны установки СПАВР1 и СПАВР3 (рисунок 2.3). При этом обязательно должны выполняться условия [50]:

Для места установки СПАВР1 [50]:

$$L_{\text{СПАВР1от ТП1}} \leq L_{\text{max.чув}}; \quad (2.24)$$

$$L_{\text{СПАВР1от ТП1}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР1уч1ЛЭП1}}; \quad (2.25)$$

$$L_{\text{СПАВР1от СПАВР2}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР2уч2ЛЭП1}}; \quad (2.26)$$

$$L_{\text{СПАВР1от СПАВР2}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР1уч2ЛЭП1}}. \quad (2.27)$$

Для места установки СПАВР3 [50]:

$$L_{\text{СПАВР3от ТП2}} \leq L_{\text{max.чув2}}; \quad (2.28)$$

$$L_{\text{СПАВР3от ТП2}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР3уч1ЛЭП2}}; \quad (2.29)$$

$$L_{\text{СПАВР3от СПАВР2}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР3уч2ЛЭП2}}; \quad (2.30)$$

$$L_{\text{СПАВР3от СПАВР2}} \leq L_{\text{max.чувСПАВР2уч2ЛЭП2}}. \quad (2.31)$$

Рисунок 2.3 поясняет выбор места установки СПАВР1 и СПАВР3, устанавливаемых, соответственно в ЛЭП 1 и ЛЭП 2.

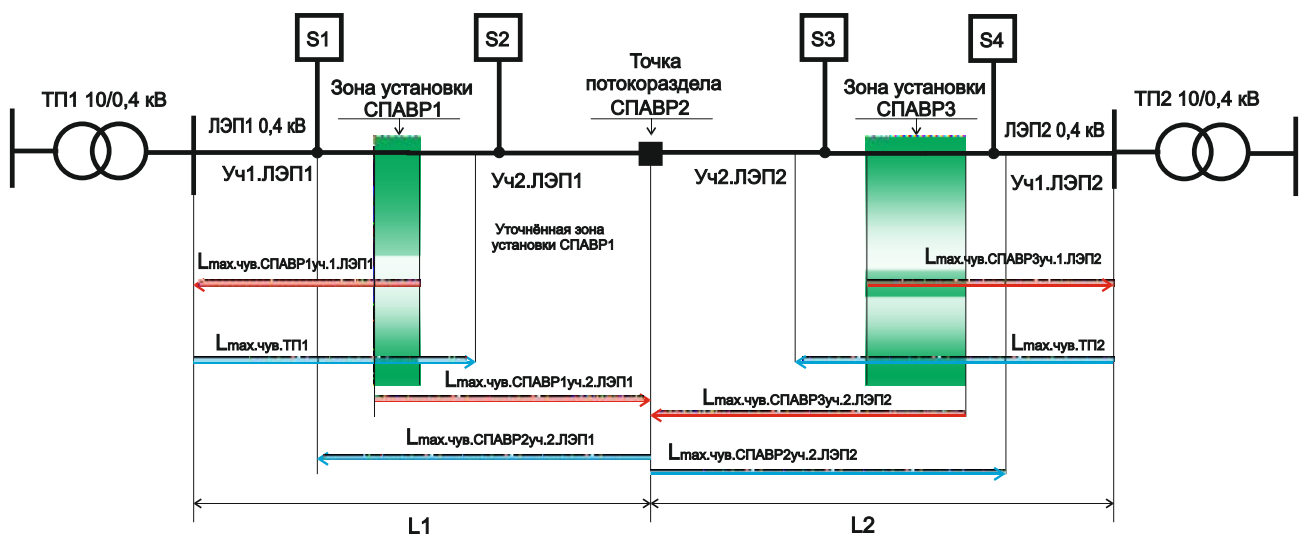


Рисунок 2.3 – Пояснения к выбору СПАВР1 и СПАВР3

На рисунке 2.3 зелёным заштрихованным полем указана зона, в которой

возможна установка СПАВР1 и СПАВР3 по требованиям чувствительности защитных аппаратов, установленных в ЛЭП1 и ЛЭП2. Окончательное место установки определяется с учётом других критериев, таких как достигаемое повышение надёжности электроснабжения потребителей при установке СПАВР, достигаемое повышение электробезопасности, достигаемое повышение энергоэффективности и т.п. [35, 50].

После выбора места установки СПАВР1 и СПАВР3 с учётом указанных критериев, определяются фактические длины участков линий ЛЭП1 и ЛЭП2 между коммутационными аппаратами. Проводится проверка обеспечения чувствительности защиты, установленной в СПАВР1 и СПАВР3, а также СПАВР2 с учётом фактического места их установки и распределения нагрузки по участкам ЛЭП1 и ЛЭП2. Если требования чувствительности не выполняются вследствие другого распределения нагрузки по сравнению с тем, что было выбрано предварительно при расчётах, то место СПАВР1 или СПАВР3 переносится в пределах рассчитанной зоны так, чтобы распределение нагрузки было максимально приближено к принятому ранее. Проводится проверка и окончательно принимается место установки СПАВР1 и СПАВР3 [34, 50].

2.2 Второй шаг методики. Выбор количества и места установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по критерию надёжности электроснабжения

При превышении линиями электропередачи (ЛЭП) 0,4 кВ рекомендованной длины рационально использовать секционирование данных ЛЭП с помощью секционирующих пунктов (СП). Это позволяет повысить чувствительность защиты ЛЭП. Именно чувствительность защиты определяет максимально возможное расстояние от трансформаторной подстанции до СП по длине линии. В то же время, секционирование ЛЭП 0,4 кВ позволяет и повысить надёжность электроснабжения потребителей, подключённых на участке ЛЭП до СП, а в случае совместного использования СП и средств автоматического включения

резерва (АВР) – то и потребителей, подключенных на участке ЛЭП до СП [14; 27].

Поэтому при выборе места установки СП важно учитывать критерий надёжности электроснабжения потребителей. Этот критерий учитывает эффект от секционирования, то есть с его помощью определяется, насколько изменяется надёжность электроснабжения потребителей при установке в сети СП.

После выбора количества и мест установки секционирующих пунктов и АВР по критерию чувствительности защит необходимо произвести выбор по критерию надёжности электроснабжения. Для этого намечаем предварительные места установки СП и АВР с учётом критерия чувствительности защиты и с учётом распределения нагрузок (точек подключения потребителей по линии). Распределение точек подключения потребителей влияет непосредственно на эффект секционирования, так как изменяется мощность подключенной к каждому участку ЛЭП нагрузки, а каждый участок ЛЭП имеет свои показатели надёжности, такие как поток отказов, интенсивность отказов. Соответственно, задача сводится к тому, чтобы на тех участках, где подключена большая нагрузка или подключены ответственные потребители, надёжность электроснабжения была выше. Пример сети с СП приведен на рисунке 2.4 [27].

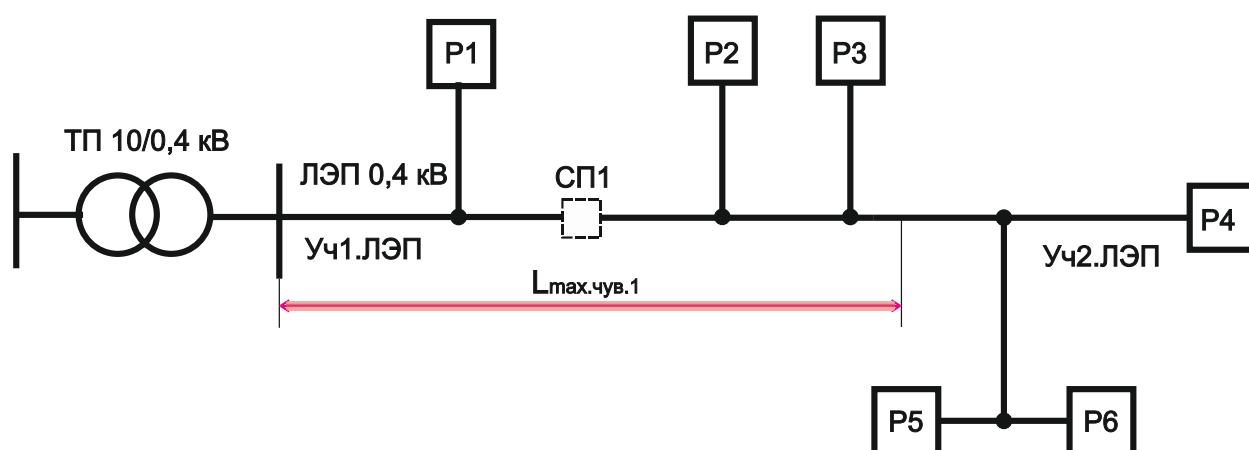


Рисунок 2.4 – Пример электрической сети с секционированием

Секционирующие пункты СП1 и СП2 показаны пунктирной линией, так как место установки их предварительное. $L_{\max.чув.1}$ – максимальное расстояние до СП1, допустимое по критерию чувствительности защиты ЛЭП [27].

Следующим шагом необходимо определить количество часов перерывов от аварий на каждом участке ЛЭП. Это время можно получить из статистических данных для реконструируемой сети или рассчитать.

Количество часов перерывов от аварий в течение года на участке 1 ($T_{уч1.ЛЭП}$, ч/год) за точкой секционирования можно найти по формуле [27]:

$$T_{уч1.ЛЭП} = \frac{T_{Вуч1.ЛЭП} \cdot \omega_{0уч1.ЛЭП} \cdot l_1}{100}, \quad (2.32)$$

где l_1 – длина участка 1 ЛЭП 0,4 кВ с учётом отпаяк, км;

$T_{Вуч1.ЛЭП}$ – среднее время восстановления ЛЭП, ч;

$\omega_{0уч1.ЛЭП}$ – параметр потока отказов ЛЭП на участке 1, 1/100км·год.

Согласно литературным источникам параметр потока отказов ω_0 для ЛЭП, выполненных неизолированным проводом, составляет 25 раз/100км·год [14], для ЛЭП, выполненных изолированным проводом - 2,7 раз/100км·год [11]. Время восстановления ЛЭП 0,4 кВ составляет от 0,58 до 5,86 часа для разных районов электрических сетей. Примем это время равным 4 часа [24].

Количество часов перерывов от аварий в течение года на участке 2 ($T_{уч2.ЛЭП}$, ч/год) за точкой секционирования можно найти по формул [27]:

$$T_{уч2.ЛЭП} = \frac{T_{Вуч2.ЛЭП} \cdot \omega_{0уч2.ЛЭП} \cdot l_2}{100} + \frac{T_{ВСП} \cdot \omega_{0СП}}{100}, \quad (2.33)$$

где $T_{ВСП}$ - время восстановления секционирующего пункта, ч;

$T_{Вуч2.ЛЭП}$ - время восстановления ЛЭП на участке 2 ЛЭП, ч;

$\omega_{0уч2.ЛЭП}$ – параметр потока отказов на участке 2 ЛЭП, 1/100км·год;

$\omega_{0СП}$ – параметр потока отказов секционирующих пунктов, 1/100шт·год;

l_2 – длина участка 2 ЛЭП 0,4 кВ (за точкой секционирования с учётом отпаяк).

Время восстановления секционирующего пункта можно принимать равным 1 час (опытные данные), если отсутствуют данные по конкретной модификации СП. Параметр потока отказов секционирующих пунктов принимается равным 2/100шт·год, если отсутствуют данные по конкретной модификации СП [27].

Общее количество часов аварийных перерывов на всей линии без секционирования $T_{ЛЭП}$ можно найти по формуле [27]:

$$T_{ЛЭП} = \frac{T_{ВЛЭП} \cdot \omega_0 \cdot L}{100}, \quad (2.34)$$

где $T_{ВЛЭП}$ - время восстановления ЛЭП, ч;

L – длина всей ЛЭП 0,4 кВ с учётом отпаяк;

$\omega_{0ЛЭП}$ – параметр потока отказов на ЛЭП, 1/100км·год.

Следует отметить, что время восстановления на разных участках ЛЭП может приниматься одинаковым, обычно оно принимается равным 4 часа. Также, при наличии данных статистики, или на основании расчётов для конкретной ЛЭП, оно может принимать другое значение. Параметры потока отказов на разных участках ЛЭП могут приниматься одинаковыми или разными в зависимости от конструктивного исполнения данных участков. В случае, если они, а также значения времени восстановления по участкам различны, то общее количество часов аварийных перерывов на всей линии без секционирования можно найти по формуле [27]:

$$T_{ЛЭП} = \frac{T_{Вуч1ЛЭП} \cdot \omega_{0уч1ЛЭП} \cdot l_1}{100} + \frac{T_{Вуч2ЛЭП} \cdot \omega_{0уч2ЛЭП} \cdot l_2}{100}. \quad (2.35)$$

Далее определяется ущерб от аварийных перерывов за год. Данные по ущербу можно взять фактические от потребителей, подключенных к рассматриваемой сети, или рассчитать.

Так, для всей линии без секционирования при отказе в любой её точке, или для линии с секционированием, но при отказе на участке 1, до секционирующего пункта, ущерб $У_{слэп}$ определится следующим образом [27]:

$$Y_{\text{слэп}} = y_0 \cdot \Delta W_{\text{лэп}} = y_0 \cdot \frac{P_{\text{млэп}} \cdot T_{\text{млэп}} \cdot T_{\text{влэп}}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (2.36)$$

где y_0 - удельный ущерб, принимаем от 1,5 до 4,5 долларов/кВт·ч недоотпущенной электроэнергии при преобладании производственной нагрузки [101, 102], или по источнику [51] можно определить удельный ущерб для разных категорий сельскохозяйственных потребителей, например, для смешанного состава потребителей он составляет, в ценах 1974 года 24 коп/ кВт·ч, что в пересчёте в цены 2019 года составляет 29 руб./кВт·ч (в 2025 году 31,8 руб./кВт·ч) [27];

$\Delta W_{\text{лэп}}$ – недоотпуск электроэнергии по всей линии, кВт·ч/год;

$T_{\text{влэп}}$ – время восстановления электроснабжения по всей линии, ч;

$P_{\text{млэп}}$ – максимальная нагрузка потребителей, подключенных ко всей линии, кВт;

$T_{\text{млэп}}$ – время использования максимальной нагрузки для потребителей, подключенных ко всей линии, ч.

При установке секционирующего пункта ущерб при отказе на участке 2 ЛЭП считаем по выражению [27]:

$$Y_{\text{суч.2.лэп}} = y_0 \cdot \Delta W_{\text{уч.2.лэп}} = y_0 \cdot \frac{P_{\text{муч.2.лэп}} \cdot T_{\text{муч.2.лэп}} \cdot T_{\text{вуч.2.лэп}}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (2.37)$$

где $\Delta W_{\text{уч.2.лэп}}$ – недоотпуск электроэнергии на участке после рассматриваемой точки секционирования, кВт·ч/год;

$T_{\text{в.уч.2.лэп}}$ – время восстановления электроснабжения потребителей, присоединенных на участке 2 ЛЭП после рассматриваемой точки секционирования, ч;

$P_{\text{муч.2.лэп}}$ – максимальная нагрузка потребителей на участке 2 ЛЭП после рассматриваемой точки секционирования, кВт;

$T_{\text{муч.2.лэп}}$ – максимальное время использования нагрузки на участке после рассматриваемой точки секционирования, ч.

4. Определяем оптимальные точки секционирования по условию максимального сокращения ущерба. Для этого находим эффект секционирования для каждой намеченной точки установки СП по формуле:

$$\mathcal{E}_C = \frac{U_{\text{уч2,ЛЭП}} \cdot T_{\text{уч2,ЛЭП}}}{T_{\text{ЛЭП}}}, \quad (2.38)$$

где $\mathcal{E}_C$ – эффект секционирования (показывает, насколько сокращается ущерб при секционировании на данном участке сети), руб.

Обычно при рассмотрении вопроса секционирования ЛЭП не учитывают эффект, получаемый за счёт сокращения времени плановых ремонтов ЛЭП [55]. Однако этот эффект присутствует, поскольку при наличии СП появляется возможность обслуживать ЛЭП по участкам. При этом если обслуживание предусмотрено участка после СП, то потребители, подключенные до СП, не терпят перерыва в электроснабжении. В то же время, если в сети имеется резервирование, то наличие СП и АВР позволяет фактически устранить перерывы в электроснабжении потребителей за счёт обслуживания и ремонта ЛЭП по участкам. СП в свою очередь, оснащается перекидным рубильником для обеспечения возможности, во время его обслуживания, производить его шунтирование. Таким образом, при обслуживании СП потребители также не терпят перерывов в электроснабжении. Поэтому следует учитывать эффект и от сокращения времени плановых ремонтов при использовании СП в сети [27].

Среднее время одного планового ремонта определяется [49]:

$$T_{\text{пл. ср.}} = \frac{1}{\sum m_{\text{ц}}} \sum_{j=1}^{m_{\text{ц}}} m_i T_{\text{пл}j}, \quad (2.39)$$

где $m_{\text{ц}}$ – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла;

m_i – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла для i -го элемента (оборудования, участка ЛЭП), в последовательной цепи;

$T_{\text{пл}j}$ – длительность планового перерыва элемента, максимальная из всех отключаемых в j -м простое.

Коэффициент планового простоя последовательной цепи можно определить следующим образом [49]:

$$q_{пл} = \sum T_{пл,i} \cdot m_i, \quad (2.40)$$

где $T_{пл,i}$ – время плановых перерывов i -го элемента (оборудования, участка ЛЭП), в последовательной цепи.

Для всей линии без секционирования при обслуживании в любой её точке, или для линии с секционированием, но при обслуживании (ремонте) на участке 1, до секционирующего пункта, в случае отсутствия АВР, ущерб $Y_{СЛЭПпл}$ определяется по формуле [27]:

$$Y_{СЛЭПпл} = y_0 \cdot \Delta W_{ЛЭП} = y_0 \cdot \frac{P_{МЛЭП} \cdot T_{МЛЭП} \cdot T_{пл,ЛЭП}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (2.41)$$

где $T_{пл,ЛЭП}$ – время плановых перерывов для всей линии без секционирования при обслуживании в любой её точке, или для линии с секционированием, но при обслуживании (ремонте) на участке 1, до секционирующего пункта, в случае отсутствия АВР, $T_{пл,ЛЭП} = q_{пл,ЛЭП}$.

При установке секционирующего пункта ущерб $Y_{Суч2ЛЭПрем}$ при ремонте на участке 2 ЛЭП считаем по выражению [27]:

$$Y_{Суч2ЛЭПрем} = y_0 \cdot \Delta W_{уч2ЛЭП} = y_0 \cdot \frac{P_{Муч2ЛЭП} \cdot T_{Муч2ЛЭП} \cdot T_{пл,уч2ЛЭП}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (2.42)$$

где $T_{пл,уч2ЛЭП}$ – плановое время перерывов на участке после рассматриваемой точки секционирования, ч, $T_{пл,уч2ЛЭП} = q_{пл,уч2ЛЭП}$.

Определяем оптимальные точки секционирования по условию максимального сокращения ущерба от плановых перерывов. Для этого находим эффект секционирования для каждой намеченной точки установки СП по формуле [27]:

$$\mathcal{E}_{Спл} = \frac{Y_{Суч2ЛЭПрем} \cdot T_{пл,уч2ЛЭП}}{T_{пл,ЛЭП}}, \quad (2.43)$$

где $\mathcal{E}_{Спл}$ – эффект секционирования за счёт сокращения времени на плановое обслуживание и ремонт (показывает, насколько сокращается ущерб при секционировании в данной точке), руб.

Рационально определять суммарный эффект от секционирования за счёт сокращения как времени восстановления, так и за счёт сокращения времени плановых перерывов в электроснабжении.

Этот эффект можно определить как сумму эффектов для каждой намечаемой точки секционирования [27]:

$$\mathcal{E}_{\text{сум}} = \mathcal{E}_c + \mathcal{E}_{\text{с.пл}}. \quad (2.44)$$

Годовой экономический эффект $\Gamma_{\text{э.с}}$ от установки устройств секционирования определяется по выражению [27]:

$$\Gamma_{\text{э.с}} = \mathcal{E}_{\text{сум}} - (C + p_n \cdot K) \cdot N_c, \quad (2.45)$$

где C – годовые издержки (эксплуатационные расходы) на секционирующий пункт, руб./год;

p_n – нормативный коэффициент эффективности (p_n принимается в диапазоне 0,1 ... 0,3, [57] для энергетики обычно равен 0,125, что соответствует сроку окупаемости 8 лет, p_n можно задать исходя из желательного срока окупаемости, определив его как: $p_n = 1/\text{Срок окупаемости}$);

K – капитальные затраты на секционирующий пункт, руб.;

N_c – количество секционирующих пунктов (при нескольких СП в ЛЭП).

Полученные данные сводятся в таблицу, пример формы приведен в таблице 2.8.

Секционирующие пункты могут быть установлены во всех намеченных расчетных точках, для которых значение $\Gamma_{\text{э.с}} \geq 0$ [27].

Таблица 2.8 – Варианты места установки СП и результаты расчётов от сокращения времени плановых перерывов

Варианты места установки СП	L , км	l_1 , км	l_2 , км	$\mathcal{E}_{\text{сум}}$, руб.	K , руб.	p_n	C , руб./год	$\Gamma_{\text{э.с}}$, руб.
СП в точке 1	1,5	0,4	1,25	50000	80000	0,12	6800	33600
СП в точке 2	1,5	0,6	0,9	70000	80000	0,12	6800	53600
СП...	...	...	...	...	...	...	...	...
СП в точке n	1,5	1	0,5	5000	8000	0,12	6800	-11400

Для определения $\Gamma_{\text{э.с}}$ необходимо знать величину капитальных затрат и эксплуатационных расходов (годовых издержек), включающих расходы на

амортизацию (принимается в зависимости от срока службы СП, например, при сроке службы 20 лет составляет 5%, определяется как: $1/\text{срок службы}$), затраты на текущий ремонт и зарплату эксплуатационного персонала на секционирующую установку (определяются по принятым в организации, внедряющей СП методикам). Можно принимать значение C в процентном соотношении к капитальным вложениям в диапазоне 7...15% [27].

Для определения оптимальных точек секционирования при использовании нескольких устройств нужно найти эффективности секционирования $\mathcal{E}_C$ для всех возможных вариантов установки. Вариант с максимальным экономическим эффектом будет оптимальным 27.

В таблице 2.9 приведены возможные варианты разработки модификаций СП которые могут быть разработаны, ориентировочные капитальные вложения в их установку и примерные затраты на их эксплуатацию [59].

Таблица 2.9 – Модификации СП, ориентировочные капитальные вложения в их установку и затраты на эксплуатацию

№ п/п	Название модели	Техническое описание	K , тыс. руб.	C , тыс. руб./год,
1	СП-0,4	Секционирующий пункт на электромеханическом реле. Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), учёт электроэнергии.	90	6,3
2	СП-2В-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, выполненный на электромеханических реле, с возможностью коммутации на 2 выхода (например, на две отпайки). Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), учёт электроэнергии.	150	10,5
3	СП(М)-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, с микроконтроллерным блоком управления. Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	80	5,6
4	СП(М)-2В-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, с микроконтроллерным блоком управления с возможностью коммутации на 2 выхода (например, на две отпайки). Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	130	9,1

Продолжение таблицы 2.9

5	СП(СМ)-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, столбового исполнения с микроконтроллерным блоком управления. Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	100	7
6	СП(СМ)-2В-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, столбового исполнения с микроконтроллерным блоком управления с возможностью коммутации на 2 выхода (например, на две отпайки). Функции: секционирование сети, АПВ, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	140	9,8
7	СП(СМБ)-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, столбового исполнения с микроконтроллерным блоком управления и с блоком бесперебойного питания потребителей. Функции: секционирование сети, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	1000	70
8	СП(СМБ)-2В-0,4	Секционирующий пункт для сетей 0,4 кВ, столбового исполнения с микроконтроллерным блоком управления и с блоком бесперебойного питания потребителей с возможностью коммутации на 2 выхода (например, на две отпайки). Функции: секционирование сети, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, учёт электроэнергии.	1200	84
9	СПАВР-0,4	Секционирующий пункт с функцией АВР для сетей 0,4 кВ, на электромеханических реле. Функции: секционирование сети, АПВ, АВР, оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), учёт электроэнергии.	200	14
10	СПАВР (М)-0,4	Секционирующий пункт с функцией АВР для сетей 0,4 кВ, с микроконтроллерным блоком управления. Функции: секционирование сети, АПВ, АВР (с возможностью настройки), оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, контроль направления мощности (по запросу), учёт электроэнергии.	110	7,7
11	СПАВР (СМ)-0,4	Секционирующий пункт столбового исполнения с функцией АВР для сетей 0,4 кВ, с микроконтроллерным блоком управления. Функции: секционирование сети, АПВ, АВР (с возможностью настройки), оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, контроль направления мощности (по запросу), учёт электроэнергии.	80	7

Продолжение таблицы 2.9

12	СПАВР (СМБ)-0,4	Секционирующий пункт столбового исполнения с функцией АВР для сетей 0,4 кВ, с микроконтроллерным блоком управления и блоком бесперебойного питания потребителей. Функции: секционирование сети, АПВ, АВР (с возможностью настройки), оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, контроль направления мощности (по запросу), учёт электроэнергии, автоматическое переключение на блок бесперебойного питания, управление нагрузкой (по запросу).	1300	91
13	СПАВР (СМБВ)-0,4	Секционирующий пункт столбового исполнения с микроконтроллерным блоком управления и с блоком бесперебойного питания потребителей и источником ВИЭ. Функции: секционирование сети, АПВ, АВР (с возможностью настройки), оповещение о результатах работы и параметрах сети (по запросу), дистанционное управление, контроль направления мощности (по запросу), учёт электроэнергии, автоматическое переключение на блок бесперебойного питания и ВИЭ, управление нагрузкой (по запросу).	1500	105

Максимальный экономический эффект обеспечивается при использовании автоматического секционирования совместно с автоматическим резервированием. При выборе места установки пункта АВР пользуются теми же выражениями для определения времени перерывов в электроснабжении и ущерба, но с учётом того участка, для которого производится расчёт. Задача сводится к тому, чтобы из имеющихся устройств, обеспечивающих повышение надежности электроснабжения, выбрать такое их сочетание, которое обеспечивало бы бесперебойное электроснабжение потребителей при минимальных общих затратах на проведение этих мероприятий [27].

2.3 Третий шаг методики. Обоснование количества и мест установки секционирующих пунктов и секционирующих пунктов с функцией АВР по технико-экономическим показателям с учётом критерия энергоэффективности

Согласно [43] показателями энергетической эффективности для линий электропередачи (ЛЭП) являются: потеря напряжения на единицу длины (В/м);

электрическое сопротивление постоянному току участка проводника (заданной длины при регламентированных условиях); величина потерь электроэнергии по пути от производителя к потребителю в регламентированных условиях; допустимые потери энергии в сети (%); активное сопротивление 1 м токопровода (Ом). Установка секционирующих пунктов (СП) и пунктов автоматического включения резерва (АВР) непосредственно на эти показатели влияния не оказывают, если рассматривать техническую сторону. В то же время, решение об установке СП и АВР в сеть должно приниматься с учётом указанных выше показателей энергоэффективности, поскольку во-первых, установка данных аппаратов, оснащённых средствами учёта электроэнергии позволяет снизить коммерческую составляющую потерь электроэнергии [110], а во-вторых, установка СП является только одним из вариантов повышения надёжности электроснабжения потребителей и должна сравниваться с другими вариантами, в том числе и с учётом показателей энергоэффективности [59].

Основным признаком необходимости реконструкции ЛЭП является её завышенная длина. Рекомендуемая длина линий 0,4 кВ составляет 0,5 км, согласно [64, 101]. На практике длины линий зачастую не соответствуют данным рекомендациям. Длина отдельных ЛЭП может достигать 4-4,5 км, а в среднем, на примере Орловской области, составляет 0,9-1,2 км [3, 33]. Это приводит к снижению чувствительности защиты линий от токов короткого замыкания, снижению надёжности электроснабжения потребителей, завышенным потерям электроэнергии, отклонению напряжения у отдалённых потребителей более нормированного значения. Для исключения указанных факторов ухудшения электроснабжения потребителей можно реконструировать ЛЭП следующими способами [59]:

- увеличить сечение ЛЭП или выполнить её двухцепной;
- уменьшить длину ЛЭП за счёт установки дополнительной трансформаторной подстанции (ТП) в её середине. То есть фактически разделить ЛЭП на две за счёт установки ТП;

– секционировать ЛЭП с помощью установки секционирующего пункта.

Ниже рассмотрены указанные три способа по улучшению электроснабжения потребителя и выполнен их технико-экономический анализ с учётом показателей энергоэффективности.

Первым вариантом реконструкции является увеличение сечения ЛЭП или её перевод в двухцепную. Это позволяет уменьшить потери электроэнергии и потери напряжения в ЛЭП, но требует дополнительных вложений в закупку проводов, их замену, в некоторых случаях требуется замена опор, если они не проходят проверку по механической прочности. В случае выполнения ЛЭП двухцепной – также требуется приобретать провода, арматуру для их крепления и выполнять работу по их монтажу [59]. Поэтому для принятия решения об обязательной замене сечения провода на ЛЭП 0,4 кВ делают после проверки существующего сечения по допустимой потере напряжения [4, 59]. Для этого определяют фактическую потерю напряжения на каждом участке ЛЭП по формуле:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}}, \quad (2.46)$$

где P — активная мощность, кВт;

Q — реактивная мощность, квар;

r_0 — активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 — удельное индуктивное сопротивление линии Ом/км;

l — длина линии, км;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение, кВ;

Суммируют потерю напряжения всех участков линии:

$$\Delta U_{\phi} = \Delta U_{уч0-1} + \Delta U_2 + \dots + \Delta U_{учn-(n+1)}. \quad (2.47)$$

Определяют потери напряжения в %:

$$\Delta U_{\phi\%} = \frac{\Delta U_{\phi}}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (2.48)$$

Сравнивают фактическую потерю напряжения с допустимой:

$$\Delta U_{\phi\%} \leq \Delta U_{\text{доп}\%} . \quad (2.49)$$

Если данное условие не выполняется, берут сечение провода на ступень выше и повторяют расчет. Рекомендованное допустимое значение потерь напряжения для ВЛ/ВЛИ 0,4 кВ составляет $\Delta U_{\text{доп}}=6\%$ от номинального напряжения, для ВЛ-10кВ $\Delta U_{\text{доп}}=3,5\%$ [86, 89].

Отклонение напряжения в контрольной точке ЛЭП, %, можно определить по следующей формуле [59]:

$$\delta U_i \% = \frac{U_i - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 , \quad (2.50)$$

где U_i – напряжение в контрольной точке линии (обычно принимается равным напряжению на вводе у последнего потребителя);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП.

Напряжение в конце линии можно определить [59]:

$$U_i = U_1 - \Delta U_{\phi} . \quad (2.51)$$

Полученные выше данные позволяют построить диаграмму отклонений напряжения и решить вопрос об их допустимости или недопустимости в соответствии с ГОСТ 32144-2013 на качество электрической энергии. Согласно этому стандарту, максимальные отклонения напряжения не должны превышать $\pm 10\%$ [41]. В случае, если отклонение напряжения выше нормы, то провод подлежит обязательной замене. В случае, если отклонение напряжения входит в норму, то можно далее производить сравнение по капитальным затратам трех вариантов [59].

Расчёт линии электропередачи заключается в определении сечения проводника, а также выборе опор. Выбор сечения проводящей жилы производится по экономической плотности тока и проверяется, как это было показано выше, по потере и по отклонению напряжения. Выбор опор осуществляется в зависимости от количества линий, марки проводов по каталогу

или типовым сериям с учётом механических нагрузок, типа опор. Расчёт сечения ($F_{эк}$) по экономической плотности тока выполняется следующим образом:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}}, \quad (2.52)$$

где $j_{эк}$, $\frac{A}{мм^2}$ - экономическая плотность тока, табличное значение;

$I_{расч}$ – расчётный ток в ЛЭП, А.

Далее определяют капитальные затраты $K_{ЛЭП}$ на строительство ЛЭП с новым сечением провода (капитальные вложения зависят в этом случае от объёма необходимого строительства, в частности требуется замена опор и арматуры):

$$K_{ЛЭП} = N_{л} \times C_{л}, \quad (2.53)$$

где $N_{л}$ – количество ЛЭП, шт.;

$C_{л}$ – стоимость строительства и стоимость материалов на 1 км ЛЭП, тыс. руб. (ориентировочные цены на 2019 год с учётом замены опор для одноцепной ВЛИ можно посмотреть в таблице 2.10, хотя стоимость как материалов, так и работ может отличаться в каждом конкретном случае).

Таблица 2.10 – Стоимость ЛЭП ВЛИ 0,4 кВ [103]

ВЛИ 0,4 кВ			
Вид стоек	Сечение провода, мм ²	Стоимость материалов, тыс. руб.	Стоимость работ, тыс. руб.
СВ-95	50	380	230
СВ-95	95	480	290

Далее определяются эксплуатационные расходы на ЛЭП по выражению [59]:

$$C_{э.ЛЭП} = C_{н.ЛЭП} + C_{а.ЛЭП} + C_{эл.ЛЭП}, \quad (2.54)$$

где $C_{э.ЛЭП}$ – стоимость эксплуатационных расходов, тыс. руб.;

$C_{а.ЛЭП}$ – стоимость отчислений на амортизацию, тыс. руб.;

$C_{н.ЛЭП}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$C_{эл.ЛЭП}$ – стоимость отчислений на электрооборудование, тыс. руб..

Норму амортизационных отчислений берут из [82], для ЛЭП 0,4 кВ будет равна 3,6%:

$$C_{aЛЭП} = \frac{H_{aЛЭП}}{100} \cdot n \cdot K_{ЛЭП}, \quad (2.55)$$

где n - число отходящих линий, шт.;

$H_{aЛЭП}$ - нормы амортизационных отчислений на амортизацию, капитальный и текущие ремонты, обслуживание ЛЭП, %.

Потери активной энергии в ЛЭП [59]:

$$\Delta P_{Л.год} = n \times \Delta P_{ном} \times L \times \kappa_{з.л.}^2 \times \tau, \quad (2.56)$$

где n – количество ЛЭП, шт.;

L - длина линии, км;

$\Delta P_{ном}$ - потери мощности на 1 км линии кВт/км, при протекании длительно допустимого тока, определяется по формуле [59]:

$$\Delta P_{ном} = 3 \cdot I_{дон}^2 \cdot r_0, \quad (2.57)$$

$\kappa_{з.л.}$ - коэффициент загрузки линии, определяется по формуле [59]:

$$\kappa_{з.л.} = \frac{I_{расч}}{I_{дон}}, \quad (2.58)$$

где $I_{расч}$ – расчётный ток линии в рабочем режиме;

$I_{дон}$ - длительно допустимый ток на провод;

τ - время максимальных потерь., ч/год, определяется по формуле (2.59):

$$\tau_M = (0,124 + \frac{T_M}{10000})^2 \cdot 8760, \quad (2.59)$$

где T_M – время использования максимальной нагрузки таблица 2.11.

Стоимость потерь электроэнергии СпЛЭП, тыс. руб., определяется по выражению [59]:

$$C_{nЛЭП} = C_0 \cdot \Delta P_{Л.год} \cdot 10^{-3}, \quad (2.60)$$

где C_0 – тариф на потери электроэнергии, руб./кВт·ч.

Таблица 2.11 – Зависимость годового числа часов использования максимума от расчетной нагрузки [90]

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума (T_M) при характере нагрузки		
	коммунально-бытовая	производственная	смешанная
до 10	900	1100	1300
10 - 20	1200	1500	1700
20 - 50	1600	2000	2200
50 - 100	2000	2500	2800
100 - 250	2350	2700	3200
более 250	2600	2800	3400

Отчисления на обслуживание оборудования:

$$C_{\text{ЭП,ЛЭП}} = \frac{H_{\text{р.о.лэп}}}{100} \cdot n \cdot K_{\text{ЛЭП}} \text{ тыс. руб.}, \quad (2.61)$$

где $H_{\text{р.о.лэп}} = 0,4\%$ [82] – норма отчислений на обслуживание оборудования, %.

Общие приведённые затраты на реконструкцию ЛЭП по первому варианту (с заменой провода) определяются по формуле [59]:

$$Z_{\text{ЛЭП}} = 0,15 \cdot K_{\text{ЛЭП}} + C_{\text{Э,ЛЭП}} \text{ тыс. руб.}, \quad (2.62)$$

где 0,15 - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

После определения общих приведённых затрат первого варианта рассматривается вариант второй - уменьшение длины ЛЭП за счет установки дополнительной трансформаторной подстанции (ТП). При этом ЛЭП делится на две за счёт установки дополнительного трансформатора 10/0,4 кВ примерно в её середине. Этот вариант требует затрат на сооружение линии 10 кВ длиной, равной расстоянию от ввода 10 кВ ТП 10/0,4 кВ, изначально питавшей реконструируемую ЛЭП 0,4 кВ до места установки новой ТП 10/0,4 кВ. Также вариант включает затраты на приобретение и монтаж новой ТП 10/0,4 кВ, затраты на частичную реконструкцию ЛЭП 0,4 кВ. С точки зрения эксплуатации и показателей энергоэффективности, потери напряжения и отклонение напряжения

в ЛЭП 0,4 снизятся, но появятся дополнительно потери электроэнергии в силовом трансформаторе новой ТП 10/0,4 кВ [59].

Для определения мощности устанавливаемой ТП 10/0,4 кВ арифметически суммируют нагрузки на головных участках всех ВЛИ 0,4 кВ, подключаемых к ней. В самом простом случае это будет одна ЛЭП, то есть часть реконструируемой ЛЭП, которая будет подключена к новой ТП. Для старой ТП 10/0,4 кВ, к которой останется подключена вторая часть реконструируемой ЛЭП, также целесообразно провести расчёт мощности ТП для решения о замене трансформатора. Полученный результат умножают на коэффициент роста нагрузок K_p , определяемый в зависимости от вида нагрузок, например по [90]. Если динамика роста нагрузок не известна, принимают $K_p = 1,2$. Затем принимают ближайшую большую стандартную мощность подстанции [59].

Далее определяем капитальные затраты $K_{ТП}$ на строительство ЛЭП:

$$K_{ТП} = N_{ТП} \times C_{ТП}, \quad (2.63)$$

где $N_{ТП}$ – количество ТП, шт.;

$C_{ТП}$ – стоимость строительства и стоимость материалов на одну ТП, тыс. руб. (ориентировочные цены на 2019 год можно посмотреть в таблице 2.12).

В таблице 2.12 приведены примерные цены на ТП и их проектные и строительно-монтажные работы [59, 82, 85].

Таблица 2.12 – Примерные цены на ТП и их проектные и строительно-монтажные работы

№ п/п	Мощность трансформаторной подстанции, кВА	Стоимость ТП, тыс. руб.	Проектные и строительно-монтажные работы, тыс. руб.
	1x25	От 140	От 540
	1x40	От 146	От 780
	1x63	От 148	От 780
	1x100	От 151	От 780
	1x160	От 156	От 780
	1x250	От 158	От 780
	1x400	От 151	От 1020
	1x630	От 178	От 1200
	1x1000	От 181	От 1560

Определяются эксплуатационные расходы на ТП по выражению [59]:

$$C_{\text{э.ТП}} = C_{\text{нТП}} + C_{\text{аТП}} + C_{\text{эп.ТП}}, \quad (2.64)$$

где $C_{\text{э.ТП}}$ – стоимость эксплуатационных расходов, тыс. руб.;

$C_{\text{аТП}}$ – стоимость отчислений на амортизацию, тыс. руб.;

$C_{\text{нТП}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$C_{\text{эп.ТП}}$ – стоимость отчислений на электрооборудование, тыс. руб.

Норму амортизационных отчислений $H_{\text{а.ТП}}$ берём из [82], для ТП она будет равна 6,4%:

$$C_{\text{аТП}} = \frac{H_{\text{а.ТП}}}{100} \cdot n \cdot K_{\text{ТП}}, \quad (2.65)$$

где n – число трансформаторов, шт.;

$H_{\text{а.ТП}}$ – нормы амортизационных отчислений на амортизацию, капитальный и текущие ремонты, обслуживание ТП, %.

Приведённые потери активной энергии трансформаторов находим по выражению:

$$\Delta P_{\text{тр.год}} = n \times \left[(\Delta P_{\text{х.х.}} + \kappa_{\text{э}} \times \frac{I_{\text{х.х.}} \times S_{\text{ном.т}}}{100}) \times T + \kappa_{\text{з.т}}^2 \times (\Delta P_{\text{к.з}} + \kappa_{\text{э}} \times \frac{U_{\text{к}} \times S_{\text{ном.т}}}{100}) \times \tau \right], \quad (2.66)$$

где n – число трансформаторов;

$\Delta P_{\text{х.х.}}, I_{\text{х.х.}}, \Delta P_{\text{к.з.}}, U_{\text{к}}$ – паспортные данные трансформаторов;

T – действительное время работы трансформатора в год (8760 ч);

$\kappa_{\text{з.т.}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\kappa_{\text{э}}$ – экономический эквивалент реактивной мощности, принимаем равным 0,1.

$$K_{\text{з.т}} = \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.67)$$

где S_{Σ} – суммарная необходимая мощность, кВА.

$$C_{\text{нТП}} = C_0 \cdot \Delta P_{\text{ТП.год}} \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб.} \quad (2.68)$$

Отчисления на обслуживание оборудования $C_{эл.ТП}$ при норме отчислений $H_{р.о.ТП} = 3\%$ [82] определяются [59]:

$$C_{эл.ТП} = \frac{H_{р.о.ТП}}{100} \cdot n \cdot K_{ТП} \text{ тыс. руб.} \quad (2.69)$$

Общие приведённые затраты на строительство ТП найдем по формуле [59]:

$$З_{ТП} = 0,15 \cdot K_{ТП} + C_{эл.ТП} \text{ тыс. руб.}, \quad (2.70)$$

где 0,15- нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Далее определяются затраты на строительство и эксплуатацию ЛЭП 10кВ аналогично тому, как это делалось при рассмотрении первого варианта, но с учётом стоимости материалов и работ по строительству ЛЭП 10 кВ. Определяются общие приведённые затраты на строительство ЛЭП 10 кВ:

$$З_{ЛЭП10} = 0,15 \cdot K_{ЛЭП10} + C_{эл.ЛЭП10} \text{ тыс. руб.} \quad (2.71)$$

Сумма затрат по второму варианту определяется как сумма приведённых затрат на сооружение ТП 10/0,4 кВ и на строительство ЛЭП 10 кВ:

$$З_{\text{вариант2}} = З_{ЛЭП10} + З_{ТП} \text{ тыс. руб.} \quad (2.72)$$

После определения общих приведённых затрат второго варианта рассматривается вариант третий – секционирование ЛЭП. Место установки СП выбирается по критериям надёжности электроснабжения и чувствительности защитных аппаратов, установленных в ЛЭП [14]. Данный вариант не предусматривает снижения потерь напряжения и технических потерь электроэнергии, но предусматривает снижение коммерческих потерь электроэнергии за счёт дифференциации учёта электроэнергии и выявления участков ЛЭП, на которых данные потери выше, после чего возможно более эффективно выявлять места возникновения коммерческих потерь. Также применение СП позволяет повысить уровень защищённости ЛЭП от токов короткого замыкания [59].

Капитальные вложения на установку СП определяются следующим образом:

$$K_{СП} = N_{СП} \times C_{СП}, \quad (2.73)$$

где $N_{СП}$ – количество СП, шт.;

$C_{СП}$ – стоимость строительства и стоимость материалов на один СП, тыс. руб. (ориентировочные цены на 2019 год можно посмотреть в таблице 2.9).

В таблице 2.9 приведены примерные капитальные вложения на различные модификации СП.

Определим эксплуатационные расходы по выражению [59]:

$$C_{Э.СП} = C_{нСП} + C_{аСП} + C_{ЭП.СП}, \quad (2.74)$$

где $C_{Э.СП}$ – стоимость эксплуатационных расходов, тыс. руб.;

$C_{аСП}$ – стоимость отчислений на амортизацию, тыс. руб.;

$C_{нСП}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$C_{ЭП.СП}$ – стоимость отчислений на электрооборудование, тыс. руб.

Норму амортизационных отчислений берём из [82], для $C_{аСП}$ будет равна 6,4%:

$$C_{аСП} = \frac{H_{аСП}}{100} \cdot n \cdot K_{СП}, \quad (2.75)$$

где n – число СП, шт.;

$H_{аСП}$ – нормы амортизационных отчислений на амортизацию, капитальный и текущие ремонты, обслуживание ТП, %.

Так как замена ЛЭП не происходит, потери активной энергии рассчитываем для существующей линии по формулам (2.56-2.60).

Отчисления на обслуживание оборудования $C_{ЭП.СП}$ при норме отчислений $H_{р.о.СП} = 3\%$ [82] определим:

$$C_{ЭП.СП} = \frac{H_{р.о.СП}}{100} \cdot n \cdot K_{СП} \text{ тыс. руб.} \quad (2.75)$$

Поскольку установка СП позволяет получить эффекты от повышения надёжности электроснабжения потребителей и от сокращения коммерческих потерь электроэнергии, то данные эффекты следует учитывать при расчёте эксплуатационных затрат СП. В [14] приведены расчёты окупаемости СП и методика расчёта эффекта за счёт повышения надёжности электроснабжения потребителей. На рисунке 2.5 приведён пример графика зависимости срока окупаемости СП от ликвидируемого ущерба от недоотпуска электроэнергии, по сути, представляющего собой годовой экономический эффект от СП. По данному графику определяется эффект внедрения СП при разном ликвидируемом ущербе.

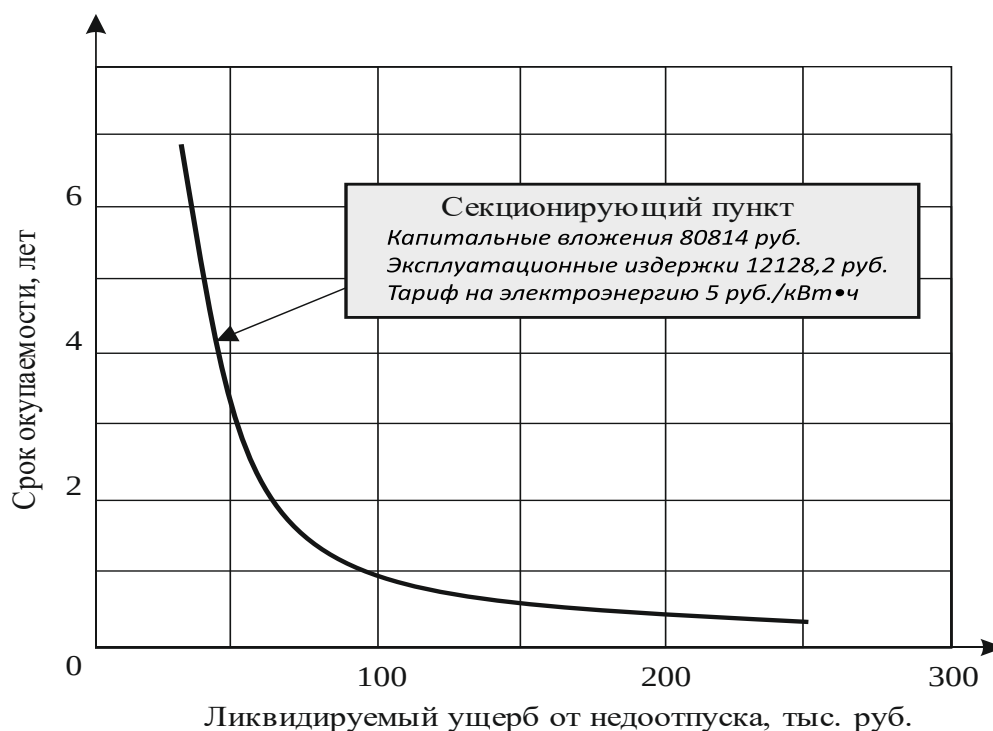


Рисунок 2.5 - Зависимости срока окупаемости СП от ликвидируемого ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Данный эффект $\Gamma_{э.СП}$ учитывается при расчёте общих приведённых затрат следующим образом. Общие приведённые затраты по третьему варианту определяются по формуле [59]:

$$З_{СП} = 0,15 \cdot K_{СП} + (C_{э.СП} - \Gamma_{э.СП}) \text{ тыс. руб.}, \quad (2.76)$$

где 0,15- нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$G_{э.СП}$ – годовой экономический эффект от внедрения СП в реконструируемую ЛЭП.

После нахождения общих приведённых затрат всех трех вариантов реконструкции сравниваем их между собой.

$$\frac{Z_{ЛЭП} - Z_{ТП}}{Z_{ЛЭП}} \times 100\% \quad \frac{Z_{ТП} - Z_{СП}}{Z_{ТП}} \times 100\% \quad \frac{Z_{ЛЭП} - Z_{СП}}{Z_{ЛЭП}} \times 100\% \quad (2.77)$$

Вариант с наименьшими общими приведёнными затратами принимаем к реализации. Если разница между затратами минимальна, то можем выбрать любой из предложенных вариантов.

2.4 Выводы по главе

Применение СПАВР позволяет получать результат повышения надёжности электроснабжения потребителей, повышения электробезопасности электрических сетей, особенно при оснащении его системами мониторинга, контроля, учёта и управления, характерными для умных электрических сетей. Это устройство может применяться в интеллектуальных электрических сетях наряду с другими новыми коммутационными аппаратами [13].

Одним из главных критериев выбора места установки и количества секционирующих пунктов СП и секционирующих пунктов, оснащённых функцией АВР (СПАВР) в электрической сети является критерий обеспечения необходимой чувствительности защитных аппаратов, установленных на вводе данной линии. По данному критерию определяется максимальное расстояние от соответствующего коммутационного аппарата, например, установленного в трансформаторной подстанции до места установки секционирующего пункта.

Разработанная методика выбора места установки и количества секционирующих пунктов позволяет решить поставленную задачу по критерию обеспечения необходимой чувствительности защитных аппаратов, установленных на вводе данной линии. Получено выражение, позволяющее вычислять

максимальное расстояние до места установки СП, позволяющее также определять необходимость установки СП в линии по данному критерию.

Разработанная методика выбора количества и места установки секционирующих пунктов, оснащённых функцией АВР позволяет решить поставленную задачу по критерию обеспечения необходимой чувствительности защитных аппаратов, установленных в сети. Методика отличается тем, что позволяет получить зону возможной установки СПАВР в сети, где условия обеспечения необходимой чувствительности защитных аппаратов выполняются.

Разработанная методика выбора количества и мест установки СП и АВР позволяет выполнять расчёты по выбору места установки данных аппаратов с учётом эффекта от секционирования как за счёт сокращения времени восстановления электроснабжения потребителей, так и сокращения времени плановых перерывов на обслуживание и ремонт ЛЭП.

При рассмотрении вариантов реконструкции ЛЭП повышенной длины следует рассматривать три основных варианта реконструкции: замену сечения провода, установку дополнительной ТП или установку в ЛЭП секционирующего пункта. Наилучший вариант реконструкции должен определяться с учётом показателей энергоэффективности, таких как потери напряжения, потери электроэнергии по общим приведённым затратам. Вариант с наименьшими общими приведёнными затратами принимаем к реализации. Если разница между затратами минимальна, то можем выбрать любой из предложенных вариантов.

ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЛЭП 0,4 кВ

3.1 Анализ недостатков существующих способов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, их преимущества и недостатки

Для подтверждения необходимости совершенствования существующих технических средств секционирования и резервирования электрических сетей 0,4 кВ был проведен анализ литературы, который показал, что предложения секционировать ЛЭП 0,4 кВ появились ещё в 1939 году в статье Спевакова П.И. в журнале «Электричество» [98]. В статье рассмотрен вариант секционирования ЛЭП предохранителями, или автоматическими выключателями, устанавливаемыми в расщелку линии для обеспечения защищённости ЛЭП от однофазных коротких замыканий. Также Спеваковым П.И. выполнены работы по темам, связанным с расчётом токов однофазного короткого замыкания, разработке мер по повышению защищённости ЛЭП от них. [97, 99, 100].

Подобные решения предложены и в работах других авторов [47, 71]. Недостатки этих решений в невозможности автоматизации средств секционирования, обеспечения мониторинга результатов их работы. Кроме того, при секционировании предохранителями возможна ситуация, при перегорании предохранителя в одной фазе, когда трёхфазные электроприёмники будут вынуждены работать в неполнофазном режиме, что может привести к их выходу из строя и даже пожару.

Исследования показывают, что при превышении рекомендованной длины ЛЭП защитные коммутационные аппараты, установленные в начале ЛЭП, не способны произвести отключение защищаемой цепи за нормированное время [96]. Несовершенство указанных способов защиты обусловлено низкой кратностью токов однофазного КЗ к токам срабатывания защит, а также отсутствием чувствительности к обрывам проводов

Имеются решения и по автоматизированным секционирующим пунктам (СП) рисунок 3.1, мультиконтактным коммутационным системам, [17, 20, 75].



Рисунок 3.1- Секционирующий пункт для линий электропередачи напряжением 0,4 кВ

Назначение СП — использование для секционирования распределительных электрических сетей 0,4 кВ и решения следующих задач:

- обеспечение чувствительной, селективной и быстродействующей релейной защиты ЛЭП 0,4 кВ, особенно актуально для ЛЭП высокой протяженности, где трудно обеспечить необходимую чувствительность автоматических выключателей, устанавливаемых на ТП;
- повышение надежности электроснабжения и уменьшение ущерба при перерыве электроснабжения;
- уменьшение времени отыскания мест повреждения ЛЭП 0,4 кВ;
- повышение электробезопасности при эксплуатации ЛЭП 0,4 кВ.

Практическое значение использования СП 0,4 кВ заключается в повышении уровня надежности передачи электрической энергии потребителям и снижении времени, необходимого для восстановления электроснабжения аварийного участка линии [19].

Характеристики: токи уставок РЗ – настраиваемые, максимальные уставки 10; 20; 50; 100; 200А в зависимости от исполнения.

Функции:

- автоматическое отключение поврежденного участка;
- автоматическое включение после исчезновения и последующего восстановления напряжения на головном участке ЛЭП [32];
- эргономичная световая сигнализация о режимах работы: наличие напряжения (пофазно) на вводе, включенное/отключенное состояние СП, наличие напряжения (пофазно) на отходящей линии [32]. АВР (при соответствующей комплектации);
- наличие функции АПВ (в варианте комплектации);
- наличие учета электроэнергии (в варианте комплектации).

Но, в ходе практического применения существующих средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ выявлено, что они нуждаются в совершенствовании, так как:

- отсутствует дистанционное управление и обратная связь с данными устройствами, что существенно замедляет восстановление подачи электроэнергии потребителю, а также требует дополнительные трудовые ресурсы со стороны обслуживающего персонала;
- недостаточно высокой является безопасность обслуживания средств секционирования и резервирования;
- недостаточно исследована надежность самих средств секционирования и резервирования и их влияние на надежность электроснабжения потребителей, получающих питание от ЛЭП, оснащенных средствами секционирования и резервирования;
- также немаловажным недостатком являются габаритные размеры секционирующего пункта, что усложняет его установку на опору ЛЭП.

Применение МКС во многих случаях позволяет избежать указанных недостатков, однако МКС устанавливаются в точках разветвлений ЛЭП, что не всегда необходимо и оправдано.

3.2 Разработка способа и устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети

Предлагаемый способ позволяет повысить скорость переключений за счет контроля направления потока мощности, протекающей через выключатель АВР, делая вывод, что если поток мощности направлен от резервирующего к резервируемому участку, то выключатель АВР оставляют включенным, если поток мощности изменяет направление и мощность течёт от резервируемого участка к резервирующему, то питание сети от основного источника восстановлено и в этом случае выполняют отключение выключателя АВР [73, 87].

Технический результат достигается тем, что в предлагаемом способе отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети, заключающийся в контроле направления потока мощности, протекающей через выключатель АВР, согласно изобретению, устанавливают выключатель АВР в исходном положении в отключенное положение, после исчезновения напряжения на резервируемом участке линии электропередачи (ЛЭП) включают выключатель АВР, после включения выключателя АВР контролируют направление протекания мощности через него, если поток мощности направлен от резервирующего к резервируемому участку, то выключатель АВР оставляют включенным, если поток мощности изменяет направление и мощность течёт от резервируемого участка к резервирующему, то делают вывод, что восстановлено питание сети от основного источника, в этом случае выполняют отключение выключателя АВР, возвращая его, таким образом, в исходное положение [73].

Технический результат достигается также тем, что предлагаемое устройство для осуществления способа возврата выключателя АВР в исходное положение при восстановлении питания сети от основного источника, содержащее резервный

источник питания, секционирующий пункт, датчик наличия напряжения, электропотребитель, «Повторитель», элементы «И», «НЕ» и «Память», согласно изобретению, снабжено датчиком направления мощности, установленного на стороне секционирующего пункта и состоящего из датчика прямого направления мощности и датчика обратного направления мощности, сигналы с которых подаются на элемент «И», который подает сигнал через «Повторитель» на АВР для его отключения [73].

Предлагаемый способ поясняется рисунками 3.2 и 3.3. На рисунке 3.2 представлена структурная схема устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети, на рисунке 3.3 показана диаграмма сигналов на выходах элементов структурной схемы устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети.

Устройство для реализации способа отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети (рисунок 3.2) содержит резервный источник питания (РИП) 1, секционирующий пункт (СП) 2, выключатель автоматического включения резерва (АВР) 3, датчик направления мощности (ДНМ) 4, датчик прямого направления мощности (ДНМ прям.) 5, элемент НЕ (НЕ) 6, датчик обратного направления мощности (ДНМ обр.) 7, элемент И (И) 8, датчик наличия напряжения (ДНН) 9, элемент НЕ (НЕ) 10, элемент Память (Память) 11, Повторитель (Повторитель) 12, электропотребители (S) 13-15, элемент НЕ (НЕ) 16, элемент И (И) 17 [73].

Электропотребитель S13 запитаны через секционирующий пункт СП 2, потребители S14 и S15 запитаны от резервного источника питания РИП 1. Выключатель АВР 3 служит для резервирования РИП и СП 2. Датчик направления мощности ДНМ 4 и датчик наличия напряжения ДНН 9 установлены на стороне СП 2. ДНМ 4 состоит из ДНМ 5 прям. и ДНМ 5 обр.. Сигнал с ДНМ 5 прям. через элемент НЕ 6 и сигнал с ДНМ 5 обр. подаются на элемент И 8, который через Повторитель 12 подает сигнал на АВР 3 для его отключения. ДНН 9 запитывает один из входов Элемента И 17 через элемент НЕ 10. Второй вход элемента И 17 питается через элемент НЕ 16. элемента И 17

передает сигнал на Память 11, который воздействует на АВР 3 для его включения [73].

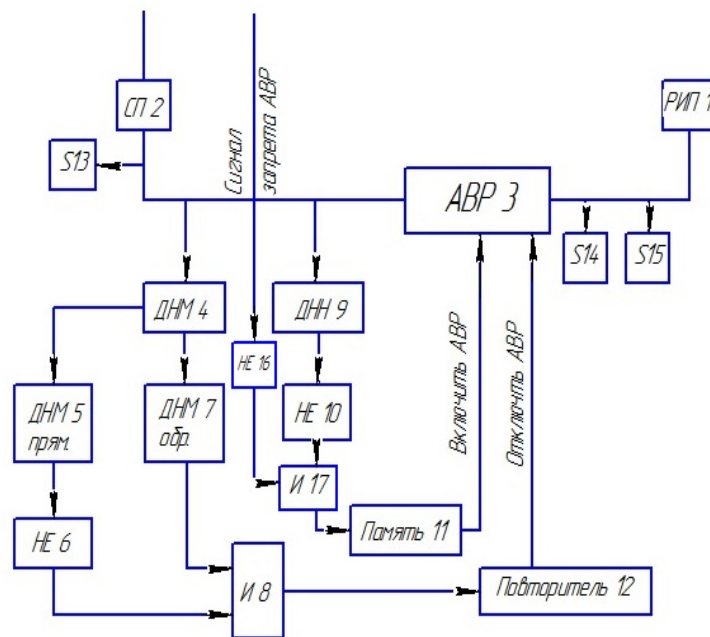


Рисунок 3.2 - Структурная схема устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети

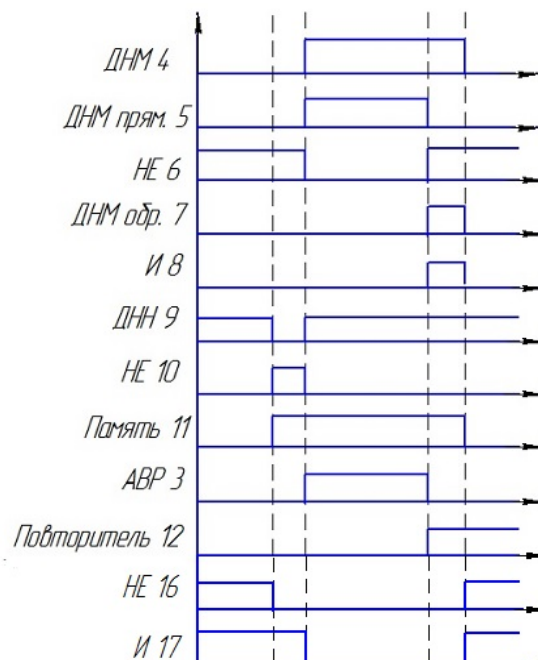


Рисунок 3.3 - Диаграмма сигналов на выходах элементов структурной схемы устройства отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети

Осуществляют способ следующим образом. В нормальном режиме работы сети потребитель S13 получает питание от основного источника питания через секционирующий пункт СП2. Потребители S14 и S15 получают питание от резервного источника питания РИП 1. Выключатель АВР 3 при этом отключен. На выходе датчика наличия напряжения ДНН 9, контролирующего фазные напряжения на резервируемом участке имеется сигнал. Поэтому нет сигнала на выходах элементов НЕ 10 и Память 11, выключатель АВР отключен. После исчезновения напряжения на резервируемом участке ЛЭП по какой-либо причине, например вследствие повреждения основного источника питания, пропадет сигнал с выхода элемента ДНН 9, появится сигнал с выхода элемента НЕ 10, который запомнится элементом Память 11 и включится выключатель АВР рисунок 3.2. После включения выключателя АВР с помощью датчиков направления мощности ДНМ 4, ДНМпрям. 5 (сигнал с его выхода есть, когда мощность направлена от резервирующего к резервируемому участку ЛЭП) и ДНМ обр.7 (сигнал с его выхода есть, когда мощность направлена от резервируемого к резервируемому участку ЛЭП) контролируют направление протекания мощности через него, если поток мощности направлен от резервирующего к резервируемому участку, то есть сигнал с выхода ДНМпрям. 5, нет сигнала с выхода элемента НЕ 6, значит нет сигнала на входе элемента И 8. Сигнал с выхода ДНМобр.7 отсутствует, отключения АВР не происходит. При включении секционирующего пункта СП 2 после восстановления основного источника питания произойдет изменение направления потока мощности, так точка потокораздела расположена в нормальном режиме на резервирующем участке. Так как поток мощности изменяет направление и мощность течёт от резервируемого участка к резервируемому, то появится сигнал на выходе элемента ДНМобр.7 и будет подан на вход элемента И 8. На втором входе элемента И 8 так же появится сигнал, так как исчезнет сигнал на выходе элемента ДНМпрям.5 и появится на выходе элемента И8. Элемент И8 подаст сигнал отключения выключателя АВР и сброса сигнала с элемента Память11. Для исключения совпадения продолжительности этих сигналов в схеме

предусмотрена установка элемента Повторитель 12, который увеличивает продолжительность сигнала, подаваемого на отключение выключателя АВР. Происходит отключение выключателя АВР, таким образом, он возвращается в исходное положение [73].

3.3 Разработка способа и устройства запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи

Предлагаемый способ позволяет предотвратить развитие аварийной ситуации и избежать сокращения ресурса работы оборудования ЛЭП, связанного с включением АВР на короткое замыкание за счет контроля тока и напряжения на резервируемом участке в точке установки СП и положения коммутационного аппарата СП, фиксирования факта появления тока КЗ в одной, двух, или трех фазах, фиксирования отключения коммутационного аппарата СП и исчезновения всех трех фазных напряжений на резервируемом участке и в случае, если зафиксировано сочетание данных фактов, подачи с помощью канала связи сигнал запрета включения выключателя АВР [28, 72].

Технический результат достигается тем, что в предлагаемом способе запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи, заключающимся в контроле тока и напряжения на резервируемом участке, согласно изобретению, контролируют ток и напряжение на резервируемом участке в точке установки секционирующего пункта, контролируют положение коммутационного аппарата секционирующего пункта, фиксируют факт появления тока короткого замыкания в одной, двух, или трех фазах, фиксируют отключение коммутационного аппарата секционирующего пункта, после этого фиксируют исчезновение всех трех фазных напряжений на резервируемом участке и в случае, если зафиксировано сочетание данных фактов, подают с помощью канала связи сигнал запрета включения выключателя автоматического включения резерва [28, 72].

Технический результат достигается также тем, что предлагаемое устройство для осуществления способа запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи, содержащее секционирующий пункт, датчик тока короткого замыкания, элемент НЕ, элемент И и выключатель автоматического включения резерва, согласно изобретению, снабжено датчиком наличия напряжения, установленным в точке подключения секционирующего пункта и подключенным к элементу Память, и датчиком положения коммутационного аппарата, установленным на выключателе секционирующего пункта и подключенному к элементу НЕ, который в свою очередь подключен ко второму входу элемента И, передающий через канал связи запрет на включение автоматического включения резерва [28, 72].

Предлагаемый способ поясняется рисунками 3.4 и 3.5. На рисунке 3.4 представлена структурная схема устройства запрета АВР при КЗ между секционирующим пунктом и АВР, на рисунке 3.5 показана диаграмма сигналов на выходах элементов структурной схемы устройства запрета АВР при КЗ между секционирующим пунктом и АВР [72].

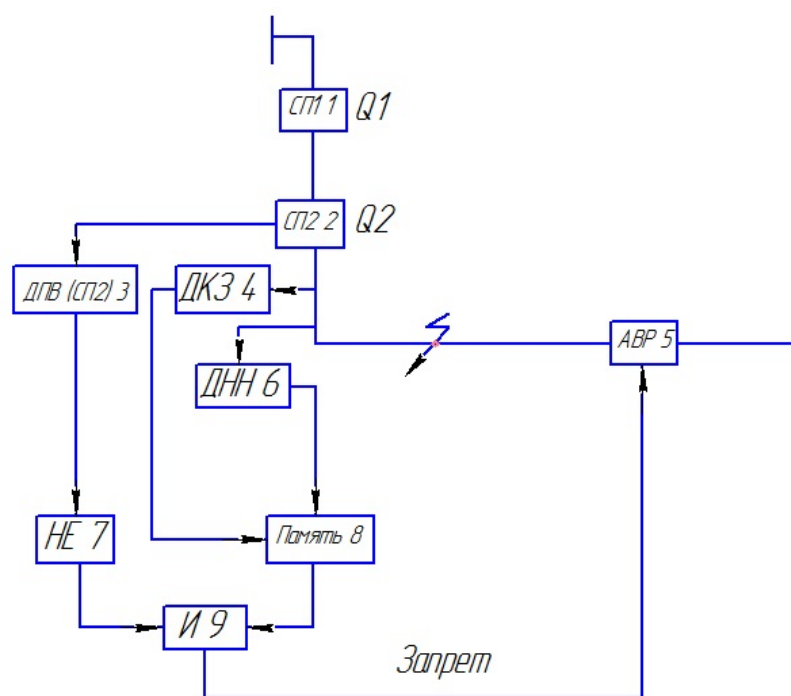


Рисунок 3.4 - Структурная схема устройства запрета АВР при КЗ между секционирующим пунктом и АВР

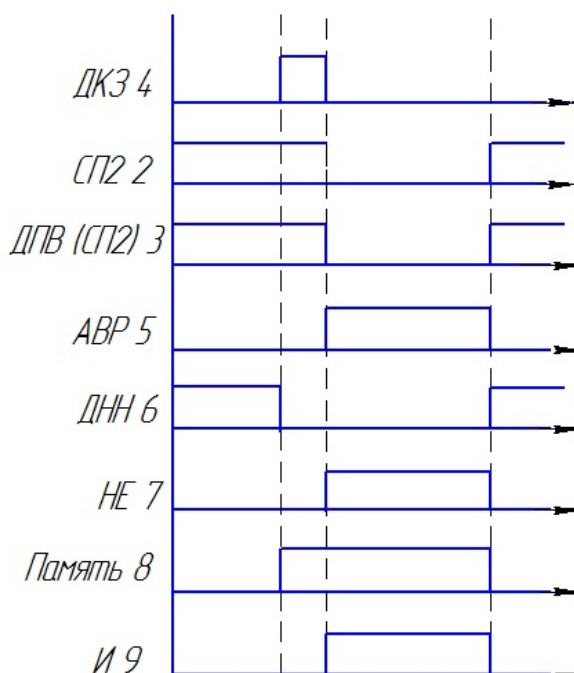


Рисунок 3.5 - Диаграмма сигналов на выходах элементов структурной схемы устройства запрета АВР при КЗ между секционирующим пунктом и АВР.

Устройство для реализации способа запрета АВР при коротком замыкании на резервируемом участке содержит секционирующий пункт (СП1) 1, контролируемый секционирующий пункт (СП2) 2, датчик положения коммутационного аппарата СП 2 (ДПВ (СП2)) 3, датчик тока короткого замыкания (ДКЗ) 4, выключатель автоматического включения резерва (АВР) 5, датчик наличия напряжения (ДНН) 6, элемент НЕ (НЕ) 7, элемент Память (Память) 8, элемент И (И) 9 [28, 72].

Датчик тока короткого ДКЗ 4 и датчик наличия напряжения ДНН 6 установлены в точке подключения секционирующего пункта СП 2 и подключены к элементу Память 8, который в свою очередь подключен к элементу И 9. Датчик положение коммутационного аппарата СП 2 ДПВ (СП2) 3 установлен на выключателе СП2 и подключен к элементу НЕ 7, который подключен ко второму входу элемента И 9. Выход элемента И9 через канал связи подключен к выключателю автоматического включения резерва АВР 5 [72].

Осуществляют способ следующим образом. Согласно предлагаемому способу контролируется появление тока короткого замыкания в точке подключения секционирующего пункта Q2 (СП 2) с помощью элемента «датчик тока КЗ» ДКЗ 4, наличие всех фазных напряжений контролируется с помощью датчика наличия напряжения (ДНН 6) и положение коммутационного аппарата СП с помощью датчика положения СП (ДПВ СП2 3). Если ток короткого замыкания присутствует в контролируемой точке, то на выходе датчика ДКЗ 4 появится сигнал и будет подан на вход элемента Память 8, запомнен им и подан на один из входов элемента И 9, а после отключения выключателя СП2 исчезнет сигнал на выходе элемента ДПВ СП2 3, соответственно, появится сигнал на выходе элемента НЕ 7. Этот сигнал будет подан на второй вход элемента И 9 и будет являться сигналом запрета выключателя АВР 5 (рисунок 3.4). На выключатель АВР 5 сигнал будет передан с помощью специального канала передачи данных [72].

После восстановления напряжения на резервируемом участке вследствие ремонта ЛЭП и включения коммутационного аппарата СП 2 появится сигнал на выходе элемента ДПВ СП2 3, исчезнет сигнал на выходе элемента НЕ 7 и входе элемента И 9. Появится сигнал на выходе элемента ДНН 6, который «сбросит» элемент Память 8. На выходе элемента Память 8 и, соответственно, на втором входе элемента И 9 исчезнет сигнал. Таким образом, запрет включения выключателя АВР 5 будет снят [72].

В случае если исчезновение напряжения на резервируемом участке ЛЭП связано не с КЗ на нем, то не будет сигнала с элемента ДКЗ 4, и сигнал запрета включения выключателя АВР 5 не будет выдан. Следовательно, включится выключатель АВР и напряжение подастся на резервируемый участок.

Применение предлагаемого способа предотвращает развитие аварийной ситуации и позволяет избежать сокращения ресурса работы оборудования ЛЭП, связанного с включением его на КЗ.

3.4 Выводы по главе

Разработаны оригинальные способы и алгоритмы, позволяющие осуществлять отключение пункта АВР (СПАВР в режиме АВР) при восстановлении нормального режима работы сети и осуществлять запрет включения на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи. Способы основаны на контроле параметров сети в точке установки устройств секционирования, в том числе направления потока мощности через СПАВР. На способы и устройства получены патенты на изобретения.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОБРАЗЦА СЕКЦИОНИРУЮЩЕГО ПУНКТА С ФУНКЦИЕЙ АВР И ЕГО ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

4.1 Анализ схемы секционирующего пункта, построенной на использовании электромеханических реле

Принципиальная электрическая схема пункта секционирования, построенная на использовании электромеханических реле [14] представлена на рисунке 4.1.

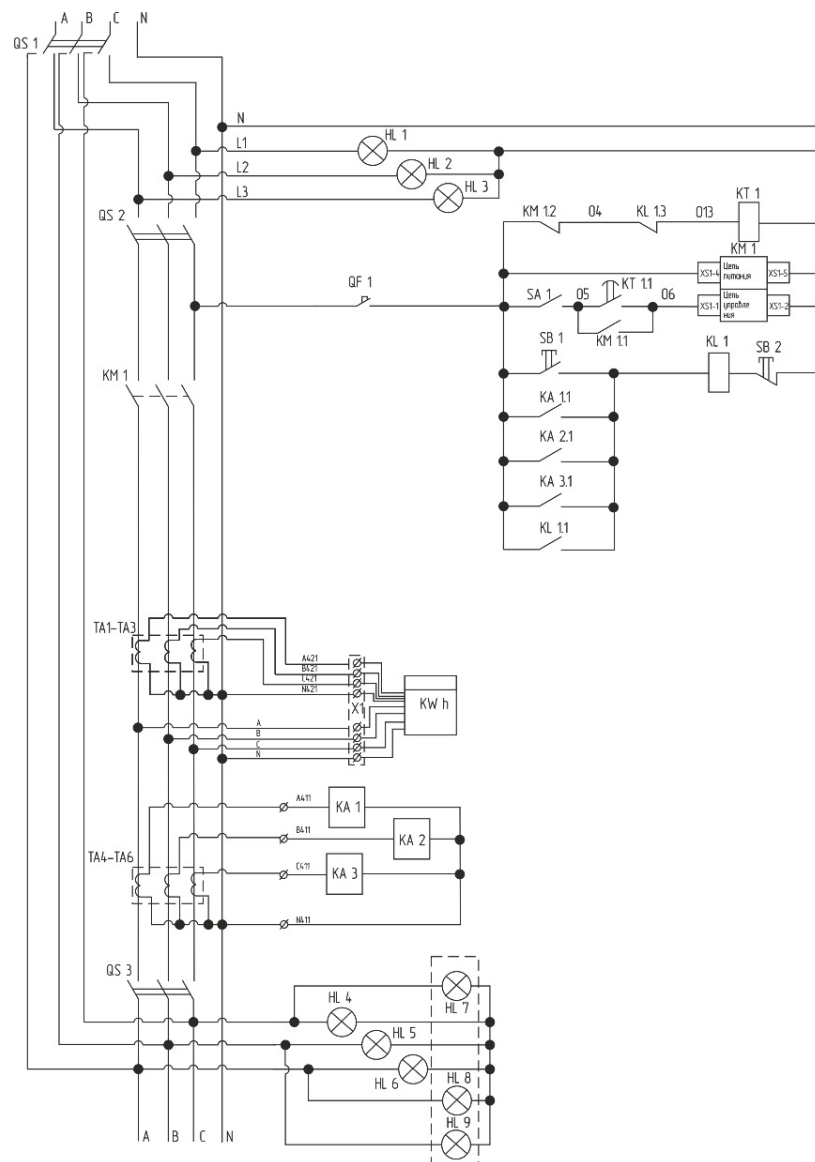


Рисунок 4.1- Принципиальная электрическая схема СП 0,4 кВ [14].

Схема работает следующим образом. Рубильники QS2, QS3 необходимы для ручной коммутации перед и после вакуумного контактора КМ1. Контактор КМ1 необходим для автоматизированной коммутации силовой сети СП [14, 36]. Кнопка SB1 «Стоп» служит для выключения СП 0,4 кВ. Вручную отключить СП можно еще за счет отключения QS 1. Реле тока КА 1...КА 3 обеспечивают команду на отключение СП 0,4 кВ при перегрузке или КЗ (одно, двух или трехфазном). Промежуточные реле KL 1 применено для отключения КМ1 при КЗ на участке ЛЭП за СП. Кнопка SB2 «Пуск» - для восстановления исходного состояния схемы после ручного ее отключения с помощью SB1 «Стоп» или после срабатывания реле тока [36]. Ниже в таблице 4.1 приведена спецификация оборудования СП [14].

Таблица 4.1- Спецификация оборудования СП.

Обозначение	Наименование	Кол-во
QS2 , QS3	Разъединитель ВР-32-37 400А	2
QS1	Перекидной рубильник ВР 32-37В 71250 400 А	1
КМ1	Контактор вакуумный LSM/TEL-1/400-352	1
ТТ1, ТТ2	Трансформатор тока ТТИ-А ,100 А	2
KWh	Счетчик электрической энергии Меркурий 234 ART	1
QF1	Выключатель автоматический ВА 47-29	1
КА1- КА3	Реле тока РТ 40/10	2
HL1-HL6	Лампа СКЛ 220	3
КТ1	Реле времени РВ 248, 220 В	6
KL 1	Реле промежуточное РП-25 ,220 В	1
SB1, SB2	Кнопка КЕ-011	1
SA1	Переключатель ПК16-11	1
X1	Коробка испытательная	1

Недостатком данной схемы СП 0,4 кВ, является, в первую очередь, применение устаревших и недостаточно точных реле, что может привести к неселективной работе средств защиты СП с другими средствами защиты ЛЭП, в частности, с автоматическими выключателями, установленными у потребителей. Кроме того, не обеспечивается возможность дистанционного контроля работы устройства и управления им. Устройство может выполнять только функции секционирования ЛЭП [29].

Совершенствование будет направлено на обеспечение двухсторонней связи между СП и диспетчером, обеспечивая, таким образом, постоянный контроль за состоянием СП, а также его дистанционное управление[29]. Устройство, кроме секционирования ЛЭП, должно иметь возможность выполнения функций АВР, в том числе с возможностью запрета АВР в необходимых случаях, а также возврата схемы сети в исходное состояние согласно разработанным способам. Также необходимо повысить надежность и электробезопасность средств секционирования и резервирования. Требуют совершенствования и отладки технические решения средств секционирования и резервирования и сами способы секционирования. Для решения данных задач необходимо разработать и изготовить микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом.

4.2 Разработка схемы экспериментального образца СПАВР

4.2.1 Разработка структурной схемы экспериментального образца СПАВР

Усовершенствовать средства секционирования путем объединения функций СП и АВР в одном устройстве рационально с помощью создания микроконтроллерного блока управления данным устройством. В микроконтроллерный блок управления (далее МБУСП-1) необходимо вложить программу, позволяющую выполнять необходимые СПАВР функции.

В частности, МБУСП-1, должен обладать следующими функциями и решать следующие задачи [87]:

- обеспечивать канал для постоянной двухсторонней связи между СПАВР и диспетчером сети;
- вести постоянный контроль напряжения и тока как до, так и после секционирующего пункта на всех трех фазах ЛЭП 0,4 кВ;
- управлять вакуумным контактором LSM/TEL- 1/400-352 для автоматизированной и дистанционной коммутации силовых цепей СПАВР;

- осуществлять автоматически и дистанционно ввод или запрет ввода резерва на аварийный участок ЛЭП 0,4 кВ;
- осуществлять автоматически и дистанционно управление функцией АПВ;
- обеспечить реализацию новых способов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.
- информировать диспетчера о любых изменениях в параметрах сети (изменение тока и напряжения, положения вакуумного контактора и средств АВР и АПВ), в режиме реального времени;
- повысить электробезопасность при обслуживании средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.

Контролировать время отсутствия напряжения перед и за СПАВР.

Иметь интуитивно понятный интерфейс и вывод всей необходимой информации на дисплей для обслуживающего персонала.

МБУСП-1 должен быть разработан и изготовлен с использованием современных схемных и технических решений, обеспечивающих надежность и точность работы разрабатываемого устройства.

Применение МБУСП-1 требует изменения структурной и принципиальной схем разрабатываемого пункта секционирования и резервирования. Структурная схема СПАВР показана на рисунке 4.2. Задачей устройства является повышение функциональных возможностей и области его использования за счет применения для коммутации, защиты электрической сети, учета электроэнергии, учета качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения напряжения в распределительных сетях трехфазного тока напряжением до 1 кВ [74].

Это достигается тем, что разрабатываемый пункт секционирования до 1 кВ, совмещенный с пунктом учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения напряжения, включающий в себя вакуумный коммутационный элемент и низковольтный блок управления и защиты, содержит вводной коммутационный элемент ручного

управления, установленный в силовой цепи и предназначенный для её ручной коммутации на вводе пункта секционирования, вакуумный коммутационный элемент дистанционного управления, установленный в силовую цепь после вводного коммутационного элемента ручного управления и предназначенный для её коммутации с использованием дистанционных средств управления, выводной коммутационный элемент ручного управления, подключенный к силовой цепи после вакуумного коммутационного элемента дистанционного управления и предназначенный для её ручной коммутации на выводе пункта секционирования, блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, соединённый с вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и передающий на него команды включения и отключения, блок дистанционного управления пунктом секционирования по силовой сети, соединённый с силовой цепью между вводным коммутационным элементом ручного управления и вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, также соединённый с блоком управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и передающий команды, поступившие по силовой сети, на блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, блок дистанционного управления пунктом секционирования по каналам связи, соединённый с блоком управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и передающий команды, поступившие по каналам связи, на блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, блок местного управления пунктом секционирования, соединённый с силовой цепью и с блоком управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и передающий команды ручного управления на блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, блок контроля тока, соединённый с силовой цепью пункта секционирования между вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и выводным коммутационным элементом ручного управления, также соединённый с блоком

управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления и передающий команды отключения на блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления при превышении тока в силовой цепи более заданного значения тока, принятого за ток перегрузки или ток короткого замыкания, а также соединённого с блоком передачи данных для передачи значений тока в силовой цепи по запросу, блок передачи данных, осуществляющий передачу информации о работе пункта секционирования диспетчеру компании, обслуживающей электрическую сеть, в которой установлен пункт секционирования, блок контроля положения коммутационных элементов, соединённый с блоком передачи данных и коммутационными элементами, установленными в пункте секционирования, контролирующий положения вводного коммутационного элемента ручного управления, вакуумного коммутационного элемента дистанционного управления и выводного коммутационного элемента ручного управления и передающий данные об их положении в блок передачи данных, блок учёта потребления электроэнергии и контроля качества электрической энергии, соединённый с силовой цепью между вводным коммутационным элементом ручного управления и вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления, также соединённый с блоком передачи данных, осуществляющий учёт потребления электроэнергии, переданной через пункт секционирования и контроль параметров качества электрической энергии в силовой цепи и передающий данные о них в блок передачи данных, блок контроля количества и продолжительности отключений напряжения, соединённый с силовой цепью до вводного коммутационного элемента ручного управления и после выводным коммутационным элементом ручного управления, осуществляющий контроль количества и продолжительности отключений напряжения, связанных с исчезновением напряжения в цепи до пункта секционирования и после него и передающий эти данные в блок передачи данных, с которым он также соединён [28, 74].

Суть предлагаемого устройства поясняется чертежом рисунок 4.2, где представлена структурная схема пункта секционирования.

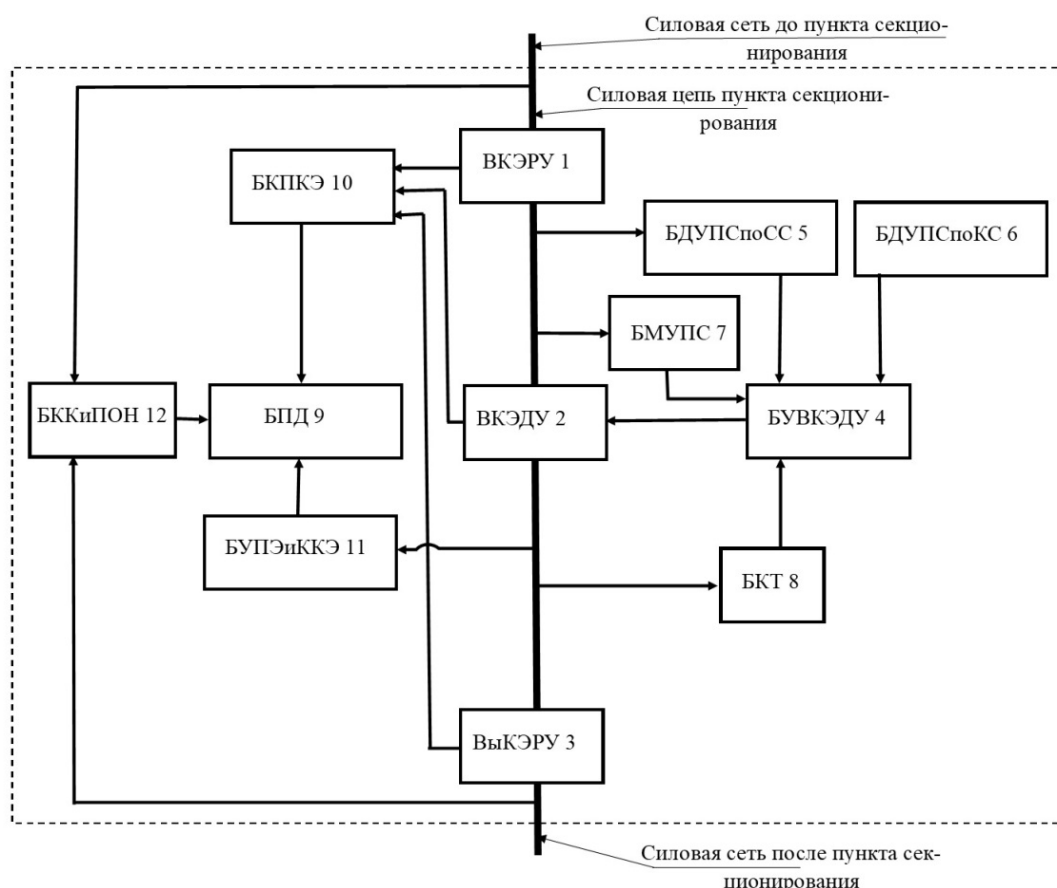


Рисунок 4.2 - Пункт секционирования до 1 кВ, совмещенный с пунктом учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения напряжения

Схема содержит: вводной коммутационный элемент ручного управления (ВКЭРУ 1), вакуумный коммутационный элемент дистанционного управления (ВКЭДУ 2), выводной коммутационный элемент ручного управления (ВыКЭРУ 3), блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления (БУВКЭДУ 4), блок дистанционного управления пунктом секционирования по силовой сети (БДУПСпоСС 5), блок дистанционного управления пунктом секционирования по каналам связи (БДУПСпоКС 6), блок местного управления пунктом секционирования (БМУПС 7), блок контроля тока (БКТ 8), блок передачи данных (БПД 9), блок контроля положения коммутационных элементов (БКПКЭ 10), блок учёта потребления электроэнергии

и контроля качества электрической энергии (БУПЭиККЭ 11), блок контроля количества и продолжительности отключений напряжения (БККиПОН 12) [74].

Схема работает следующим образом. Подача напряжения на силовую цепь пункта секционирования осуществляется с помощью вводного коммутационного элемента ручного управления (ВКЭРУ 1), установленного в силовой цепи. При этом питание подаётся на блок местного управления пунктом секционирования (БМУПС 7), в результате чего им автоматически подаётся команда на блок управления вакуумным коммутационным элементом дистанционного управления (БУВКЭДУ 4) на включение вакуумного коммутационного элемента дистанционного управления (ВКЭДУ 2). ВКЭДУ 2 включается и подаёт питание на силовую цепь за ним. При включении выводного коммутационного элемента ручного управления (ВыКЭРУ 3) напряжение будет подано на силовую цепь за пунктом секционирования [28, 74].

При местном управлении пунктом секционирования команда на его отключение подаётся с помощью БМУПС 7. При этом команда отключения пункта секционирования подаётся от БМУПС 7 на БУВКЭДУ 4, который, в свою очередь, отключает ВКЭДУ 2 за счёт прекращения подачи питания на катушку ВКЭДУ. При этом в цепи за ВКЭДУ 2 исчезает напряжение. Также отключение пункта секционирования можно осуществить с помощью команд, поданных на БУВКЭДУ 4 от блока дистанционного управления пунктом секционирования по силовой сети (БДУПСпоСС 5) или блока дистанционного управления пунктом секционирования по каналам связи (БДУПСпоКС 6). С помощью данных блоков можно осуществить и дистанционное включение пункта секционирования. БДУПСпоСС 5 получает команды на включение или отключение пункта секционирования с помощью кодированного сигнала, передаваемого по силовой сети с применением существующих технологий передачи сигналов по ней или с помощью кодированной последовательности включения и отключения напряжения в ней. БДУПСпоКС 6 получает команды на включение или отключение пункта секционирования с помощью сигнала, получаемого через канал связи, например GPS, GPRS, Глонасс, радио или другой канал. При

возникновении в силовой цепи за пунктом секционирования, или внутри него после ВКЭДУ 2, тока перегрузки или тока короткого замыкания, то блок контроля тока (БКТ 8) подаст сигнал на БУВКЭДУ 4 на отключение ВКЭДУ 2. В этом случае, если в логике работы БУВКЭДУ 4 заложен алгоритм осуществления автоматического повторного включения (АПВ) ВКЭДУ 2, то после выдержки времени будет осуществлено АПВ ВКЭДУ 2 и если оно будет неуспешным, то есть в силовой сети за пунктом секционирования, или внутри него после ВКЭДУ 2, повторно появится ток перегрузки или ток короткого замыкания, то БКТ 8 повторно подаст сигнал на БУВКЭДУ 4 на отключение ВКЭДУ 2, при этом будет заблокирована возможность дистанционного включения пункта секционирования до устранения повреждений в силовой цепи за ВКЭДУ 2. Также при этом будет отправлено сообщение о повреждении за ВКЭДУ 2. Если АПВ будет успешным, то пункт секционирования продолжит работу в нормальном режиме. Положение коммутационных элементов пункта секционирования контролируется с помощью блока контроля положения коммутационных элементов (БКПКЭ 10), который при изменении положения коммутационных элементов ВКЭДУ 2, ВКЭРУ 1, ВыКЭРУ 3 передаёт соответствующие данные в блок передачи данных (БПД 9). Блок учёта потребления электроэнергии и контроля качества электрической энергии (БУПЭиККЭ 11) осуществляет учёт электроэнергии, переданный через пункт секционирования, а также контролирует показатели качества электрической энергии в точке установки пункта секционирования. Данные о потреблении электроэнергии и о качестве электрической энергии передаются в блок передачи данных и через него диспетчеру энергокомпании или компании, на чьём балансе находится оборудование пункта секционирования. Блок контроля количества и продолжительности отключений напряжения (БККиПОН 12) контролирует напряжение до и после пункта секционирования и ток в данных точках. При исчезновении напряжения до или после пункта секционирования начинается отсчёт времени отсутствия напряжения в соответствующей точке, а также передаётся информация в БПД 9 об отключении напряжения в ней. Контроль тока

с помощью БККиПОН 12 позволяет определять наличие повреждений в пункте секционирования или за ним и передавать эту информацию в БПД 9 [28, 74].

Функции блоков управления могут быть совмещены в МБУСП-1, которым будет оснащён пункт секционирования и резервирования. Наличие микроконтроллерного блока управления позволяет также осуществлять алгоритмы автоматического включения резерва, автоматического повторного включения вакуумного коммутационного аппарата дистанционного управления, в качестве которого применяется вакуумный контактор. Таким образом, МБУСП-1 совместит в себе функции БКПКЭ, БУВКЭДУ, БДУПСпоКС, БДУПСпоСС, БМУПС, БККиПОН [73, 74].

4.2.2 Разработка алгоритмов работы СПАВР

Алгоритм работы СПАВР имеет ту особенность, что устройство может выполнять функции СП или АВР. Для этого необходимо, при установке СПАВР в сеть выбрать тот вариант, который необходим в данном случае. Этот выбор может быть осуществлён на месте или дистанционно.

Алгоритм представлен в виде блок-схемы на рисунках 4.3 и 4.4.

Началом алгоритма является блок 1 «Начало». Затем алгоритм переходит в блок 2, в который вводится режим работы «СП» или «АВР». Далее алгоритм переходит в блок 3, в котором проверяется условие выбора режима работы СПАВР. Если условие является «ложью», выполняется алгоритм работы режима «СП» (рисунок 4.3). Если результат проверки условия блока 3 — «истина», то алгоритм перейдёт к блоку 44 (режим работы «АВР», рисунок 4.4).

Рассмотрим случай, когда результатом проверки блока 3 будет «ложь» и алгоритм перейдёт к блоку 4, в который вводятся необходимые уставки: ток МТЗ, МТО, количество ступеней АПВ и уставки ЗМН. Затем, перейдя в блок 5, вводится разрешение на включение коммутационного аппарата (КМ1). Затем алгоритм перейдёт в блок 6, в котором производится проверка условия «Разрешение на включение КМ1». Если условие — «истина», то алгоритм следует

в блок 7, где осуществляется проверка состояния «КМ1 включён». Если результат проверки условия — «ложь», то осуществляется переход к блоку 8. В блок 8 вводятся значения с датчиков напряжения до и после КМ1, далее осуществляется переход к блоку 9, в котором выполняется проверка входного напряжения до КМ1.

Если напряжение находится в диапазоне между заданными уставками минимального и максимального напряжения, то условие будет «истина» и алгоритм перейдёт к блоку 10. Если результатом проверки условия блока 9 будет «ложь», алгоритм перейдёт к блоку 41 и выполнит вывод сообщения диспетчеру: «Напряжение на вводе отсутствует или отклонение напряжения больше допустимого: «Ua», «Ub», «Uc»». Затем алгоритм вернётся к блоку 5. Блок 10 выполняет проверку наличия напряжения за КМ1.

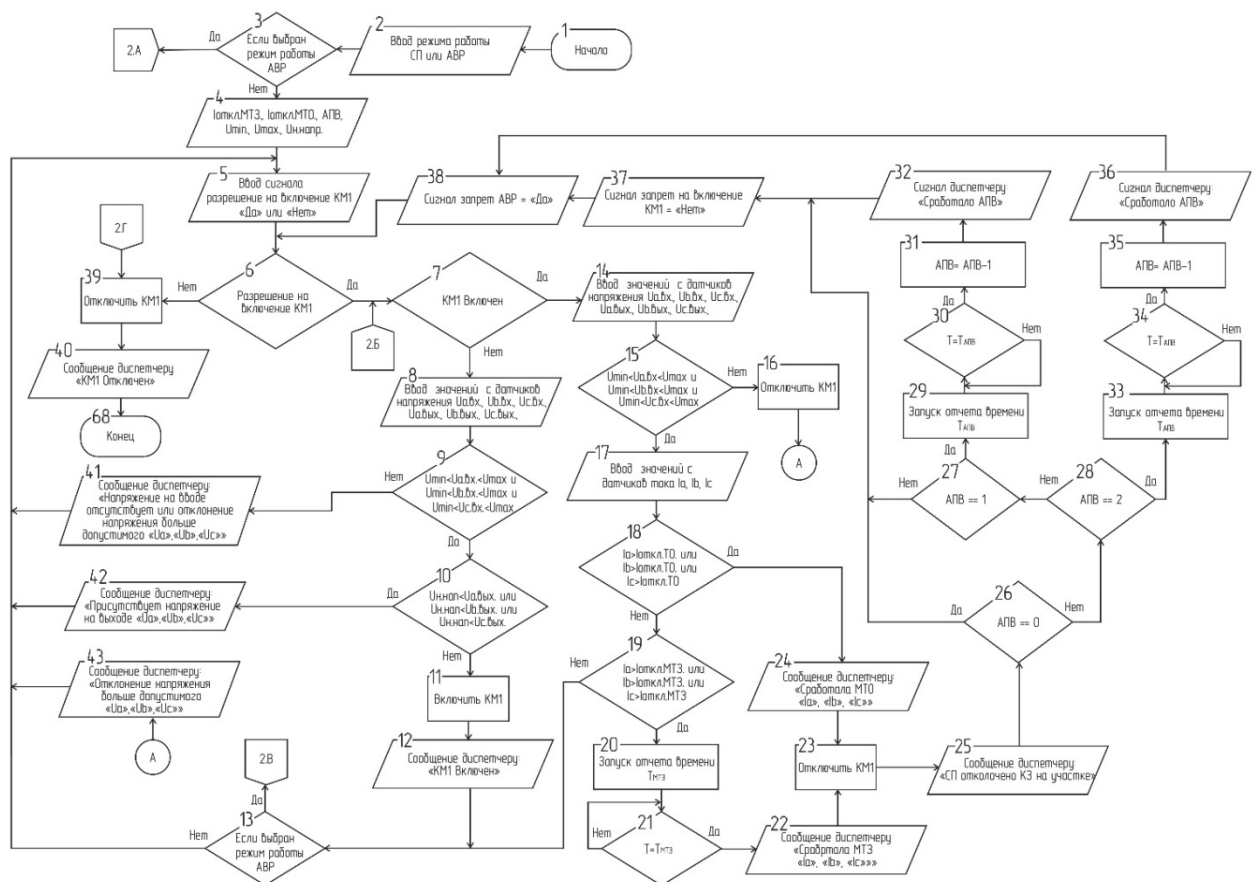


Рисунок 4.3 – Алгоритм работы СПАВР (режим СП)

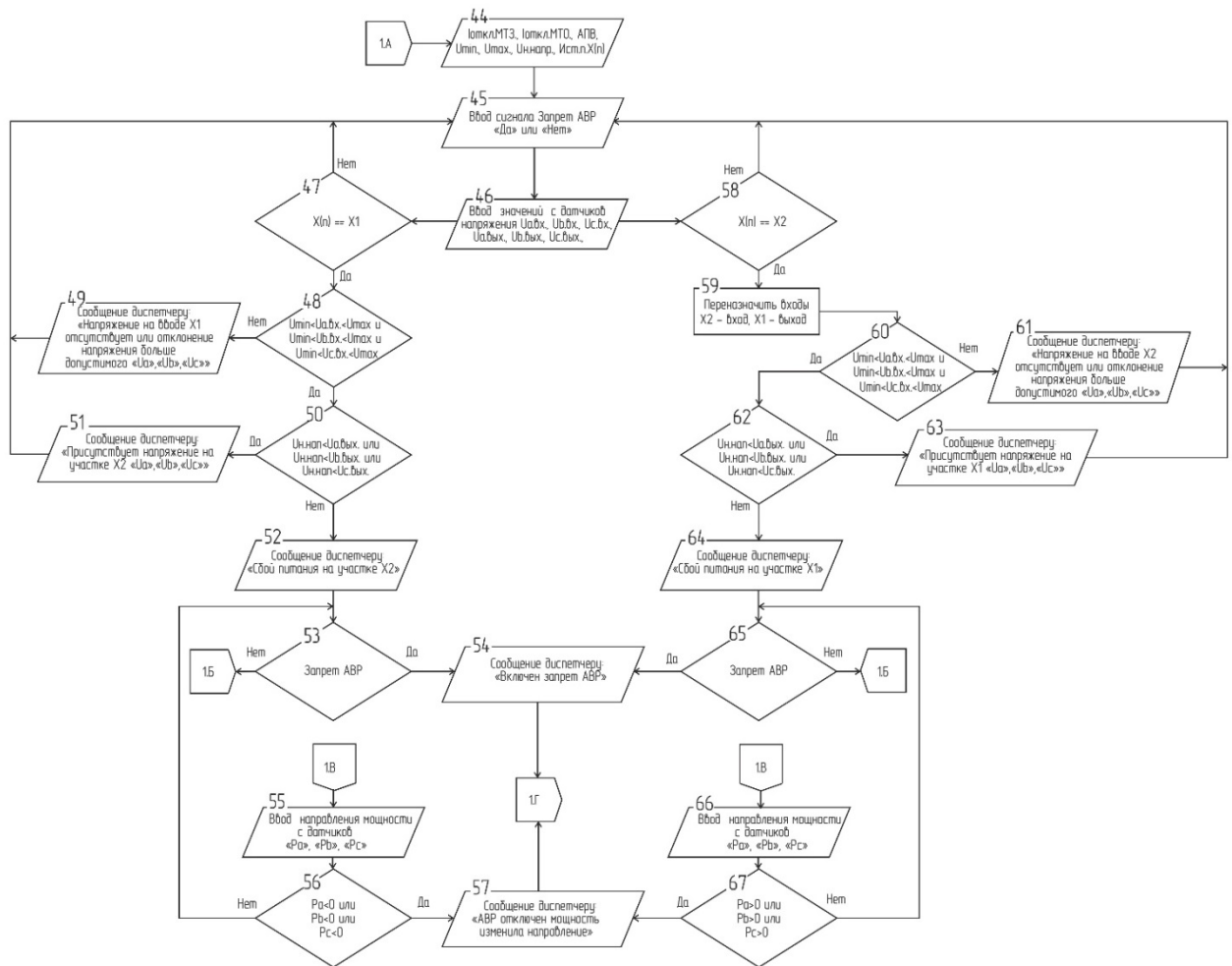


Рисунок 4.4 – Алгоритм работы СПАВР (режим АВР)

Если результат проверки блока 10 будет «ложь», то осуществляется переход к блоку 11, который осуществляет подачу сигнала на включение КМ1. Далее алгоритм переходит к блоку 12, в котором осуществляется вывод сообщения диспетчеру: «КМ1 включён». Если результатом проверки блока 10 будет «истина», алгоритм перейдёт к блоку 42 и осуществит вывод сообщения диспетчеру: «Присутствует напряжение на выходе: «Ua», «Ub», «Uc»», — что будет означать, что за КМ1 присутствует напряжение. Затем алгоритм вернётся к блоку 5. Условие проверки блока 13 необходимо для работы режима «АВР». Поскольку рассматривается алгоритм режима работы «СП», это условие будет «ложь», и алгоритм перейдёт к блоку 5. Затем проверяются условия блоков 6 и 7. Если результатом проверки блоков является «истина», алгоритм переходит к блоку 14, в который вводятся значения с датчиков напряжения до и после

коммутационного аппарата КМ1. Далее алгоритм следует к блоку 15, в котором выполняется проверка входного напряжения до КМ1. Если напряжение находится в диапазоне между заданными уставками минимального и максимального напряжения, то условие будет «истина» и алгоритм перейдет в блок 17. Если результат проверки блока 15 будет «ложь», алгоритм перейдет в блок 16 и подаст команду на отключение КМ1, а также выведет сообщение диспетчеру: «Отклонение напряжения больше допустимого: «Ua», «Ub», «Uc»», перейдя к блоку 43. Далее алгоритм следует к блоку 5.

Блоки алгоритма с 17 по 38 реализуют функции релейной защиты и автоматики, а именно МТО и МТЗ с реализацией пуска АПВ от действия защит. В блок 17 алгоритма вводятся значения токов от датчиков по каждой фазе. Затем алгоритм следует в блок 18, где осуществляется проверка действующих значений тока с уставками МТО. Если токи меньше уставки МТО, то результатом проверки условия будет «ложь» и алгоритм перейдет к блоку 19. Условие блока 19 выполняет проверку действующих значений тока по каждой фазе с уставками МТЗ. Если ток меньше заданных уставок МТЗ, то результатом проверки будет «ложь» и алгоритм перейдет к блоку 13, а затем к блоку 5.

Рассмотрим действия алгоритма работы МТО с пуском АПВ. Если результатом проверки блока 18 будет «истина», то алгоритм перейдет к блоку 24, а затем к блоку 23. Блок 24 осуществит вывод сообщения диспетчеру: «Сработала МТО: «Ia», «Ib», «Ic»». Блок 23 подаст сигнал отключения КМ1. Далее алгоритм перейдет к блоку 25 и выведет сообщение диспетчеру: «СП отключено: КЗ на участке». Затем осуществляется переход к проверке условия блока 26. Если количество АПВ равно нулю, то результатом проверки будет «истина» и алгоритм проследует к блокам 37 и 38. Блок 37 осуществляет ввод сигнала «Запрет на включение КМ1». Затем, перейдя в блок 38, вводятся сигнал «Запрет АВР», что позволяет блокировать включение устройств АВР, работающих в одной сети. Это позволит реализовать ранее разработанный способ запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи [72, 87]. Затем алгоритм перейдет в блок 6. Результат проверки

данного условия будет «ложь», и алгоритм перейдёт к блоку 39, а затем к блоку 40 и выведет сообщение диспетчеру: «КМ отключён». Затем алгоритм будет завершён блоком 68 «Конец».

Рассмотрим случай, если введено 2 ступени АПВ, т.е. результат проверки блока 26 будет «ложь». Алгоритм проследует к блоку 28. Результат проверки блока будет «истина», и алгоритм переместится к блоку 33, который запустит отсчёт времени до повторного включения КМ1, перейдя к блоку 34. В нём осуществляется проверка достижения времени задержки АПВ. При достижении времени результатом проверки блока 34 будет «истина», и алгоритм перейдёт к блоку 35, где будет выполнено действие — уменьшение АПВ на единицу.

Далее алгоритм проследует к блоку 36, который осуществит вывод сообщения диспетчеру о работе 1-й ступени АПВ. Затем алгоритм перейдёт к блоку 38, а затем к блоку 6. Затем алгоритм пройдёт ранее описанную процедуру пуска КМ1. Если результат проверки блока 18 будет повторно «истина», алгоритм повторит действия блоков с 24 по 26, далее перейдя к блоку 28. Результатом проверки станет «ложь», так как ранее при первом цикле АПВ в блоке 35 было произведено вычитание единицы из счётчика работы АПВ. Алгоритм проследует к блоку 27. Результат проверки условия блока будет «истина», и алгоритм проследует к блокам 29, 30, 31. Действия этих блоков аналогичны ранее описанным блокам 33, 34, 35. Далее алгоритм перейдёт к блоку 32, который осуществит вывод сообщения диспетчеру о работе 2-й ступени АПВ, затем перейдёт к блоку 37. Алгоритм пройдёт по ранее описанным блокам 38, 6, 39, 40 и 67.

Рассмотрим режим работы алгоритма «АВР», когда результат проверки условия блока 3 будет «истина» и алгоритм проследует к блоку 44 — ввод параметров уставок: МТЗ, МТО, количества ступеней АПВ, уставок ЗМН, уставки наличия напряжения. Также необходимо выбрать, к какому вводу будет подсоединён резервный участок сети «Ист.п.Х(n)» (Х«1» — вход, Х«2» — выход; рисунок 4.4). Далее алгоритм следует к блоку 45, в который осуществляется ввод сигнала «Запрет АВР» при наличии такого сигнала. Далее алгоритм переходит к

блоку 46, в который вводятся значения с датчиков напряжения до и после коммутационного аппарата КМ1 по всем фазам. Затем алгоритм переходит к блоку 47 — проверке выбора источника питания. Если в блок 44 был введён «Ист.п.Х(n)», равный Х«1», то результат проверки блока 47 будет «истина» и алгоритм перейдёт к блоку 48, в котором осуществляется проверка напряжения на входе СПАВР. Если напряжение по всем трём фазам находится в заданном диапазоне, то результатом проверки блока будет «истина» и алгоритм осуществит переход к блоку 50. Если результатом проверки блока 48 будет «ложь», алгоритм перейдёт к блоку 49 и осуществит вывод сообщения диспетчеру: «Напряжение на вводе Х1 отсутствует или отклонение напряжения больше допустимого: «Ua», «Ub», «Uc»». Алгоритм вернётся к блоку 45.

В блоке 50 производится проверка наличия напряжения на выходе СПАВР (Х«2»). Если результатом проверки данного блока будет «истина», то переходим к блоку 51, который выведет сообщение: «Присутствует напряжение на участке Х2: «Ua», «Ub», «Uc»» — и осуществится переход алгоритма к блоку 45. То есть алгоритм будет осуществлять проверку условий блоков 48 и 50 до тех пор, пока результатом проверки блока 48 будет «истина», а блока 50 — «ложь». Это будет означать, что на участке Х«2» (выход) отсутствует напряжение, и алгоритм перейдёт к блоку 52, который осуществит вывод сообщения диспетчеру: «Сбой питания на участке Х2».

Далее алгоритм перейдёт в блок 53, в котором будет произведена проверка наличия сигнала запрета АВР. Если результат проверки — «ложь», то алгоритм проследует к блокам 7–13 алгоритма (рисунок 4.3), который осуществляет управление включением коммутационного аппарата КМ1. В случае успешного включения КМ1 алгоритм перейдёт к блоку 55. Блоки алгоритма 55 и 56 реализуют ранее разработанный способ отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети [73]. В блок 55 вводятся с датчиков значения направления протекания мощности по каждой фазе. Затем алгоритм переходит к блоку 56, в котором осуществляется проверка знака мощности. Если результат проверки — «ложь», то алгоритм возвращается к блоку 53, а затем к блоку 7 и

блокам реализации защит МТЗ и МТО (блоки 14–19), а затем к блоку 13, повторяя цикл проверки направления мощности блоками 55 и 56. Если результат проверки блока 56 будет «истина», то алгоритм перейдёт к блоку 57, который осуществит вывод сообщения диспетчеру: «АВР отключён: мощность изменила направление» — и перейдёт к блоку 39, который произведёт отключение коммутационного аппарата (рисунок 4.3). Затем алгоритм проследует к блоку 40 и блоку 68, что будет концом алгоритма.

Аналогичные действия будут выполняться в ранее рассмотренном алгоритме режима работы АВР при вводе в блок 44 «Ист.п.Х(п)» — Х«2» (вход). Алгоритм проследует по блокам 58–67. Как можно заметить, действия алгоритма не отличаются от ранее рассмотренных действий алгоритма режима работы «АВР», за исключением блока 59, который осуществляет действие по переназначению входа и выхода СПАВР.

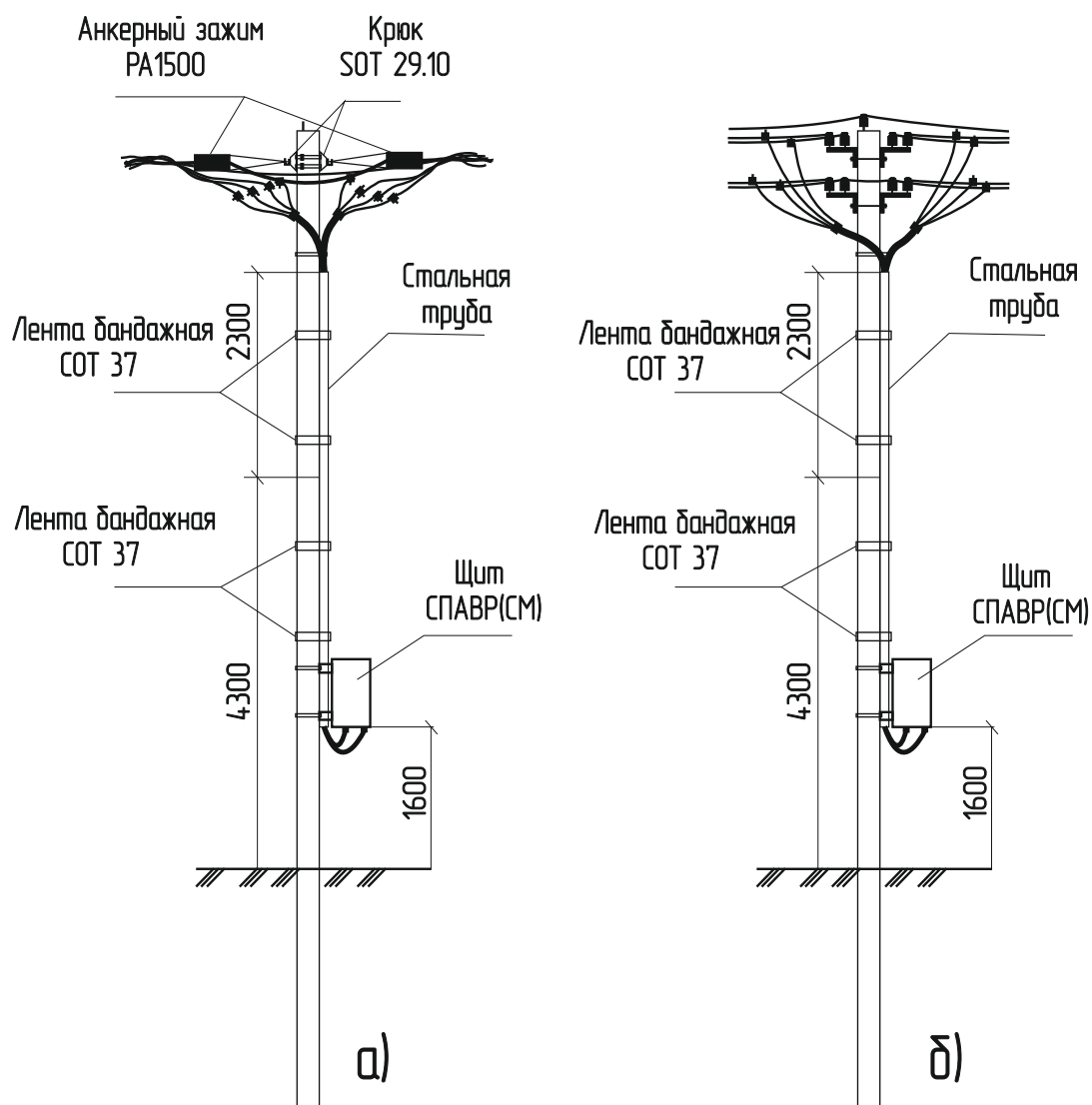
Разработанный алгоритм работы СПАВР 0,4 кВ позволит реализовать функции секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, а так же применять в его работе разработанные способы, что позволит повысить надежность работы электрической сети напряжением 0,4 кВ.

4.2.3 Разработка конструктивных решений по установке СПАВР на опору ВЛ 0,4 кВ

Конструкция разрабатываемого устройства должна быть предназначена для наружной установки и обеспечивать надежную работу при различных климатических условиях. Основным местом размещения СПАВР в модификации СПАВР (СМ) являются опоры воздушных линий электропередачи 0,4 кВ, на высоте 1,6 м [87].

Помимо этого, конструкция должна защищать обслуживающий персонал от токоведущих элементов, а также обеспечивать свободную установку всех электронных компонентов и легкий доступ к ним в случае возникновения

необходимости ремонта и отладки устройства. Вариант размещения устройства представлен на рисунке 4.5 [87].



- а) - вариант размещения для ЛЭП выполненной изолированным проводом марки СИП-2, СИП-2А;
 б) - вариант размещения для ЛЭП выполненной голым проводом марки А, АС;

Рисунок 4.5 – Варианты размещения СПАВР 0,4 кВ на опоре ЛЭП 0,4кВ

Размещение оборудования производится в электромонтажном шкафу, изготовленном из стали со степенью защищенности не менее IP54.

4.3 Разработка микроконтроллерных блоков управления (МБУ) СПАВР

4.3.1 Конструктивные решения МБУСП-1

Местом установки МБУСП-1, является секционирующий пункт СПАВР 0,4 кВ, следовательно, конструкция блока должна обеспечивать надежную работу устройства при различных климатических условиях. Помимо этого, являясь электронным устройством, конструкция должна защищать обслуживающий персонал от токоведущих элементов. Также конструкция должна обеспечить свободную установку всех электронных компонентов и легкий доступ к ним в случае ремонта и отладки устройства [29].

В соответствии с вышеизложенными требованиями было решено создать модель корпуса в программе КОМПАС-3D с адаптацией частей корпуса к 3D печати, в качестве материала корпуса возможно использование пластика акрилонитрила бутадиена стирола (ABS) или полиэтилентерефталат-гликоля (PETG) так как они показывают широкий диапазон эксплуатационных температур (ABS от -40 до +100 °С , PETG от -40 до +75 °С), что допускает эксплуатацию внутри корпуса СПАВР, корпус изготовлен при помощи FDM печати из пластика PETG.

В корпусе предусмотрена возможность крепления на DIN-рейку, что упрощает крепление к щитам и панелям. Масса готового устройства не более 0,75 кг. Корпус МБУСП-1 представлен на рисунке 4.6.

Таким образом, конструктивные решения при разработке корпуса МБУСП-1 обеспечивают следующие условия эксплуатации устройства:

Температура окружающего воздуха – от -40 до +75 °С;

Относительная влажность воздуха (при 30 °С) – 90%;

Атмосферное давление – 70÷106.7 кПа.

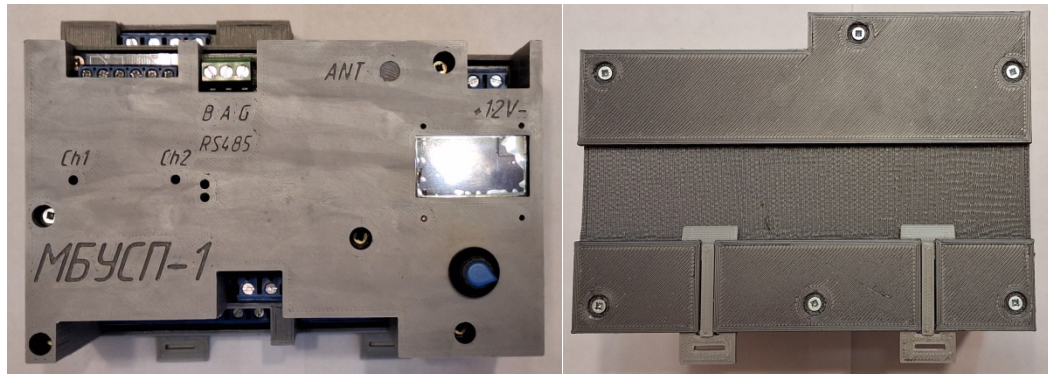


Рисунок 4.6 – Внешний вид корпуса МБУСП-1

Габаритные размеры корпуса представлены на рисунке 4.7

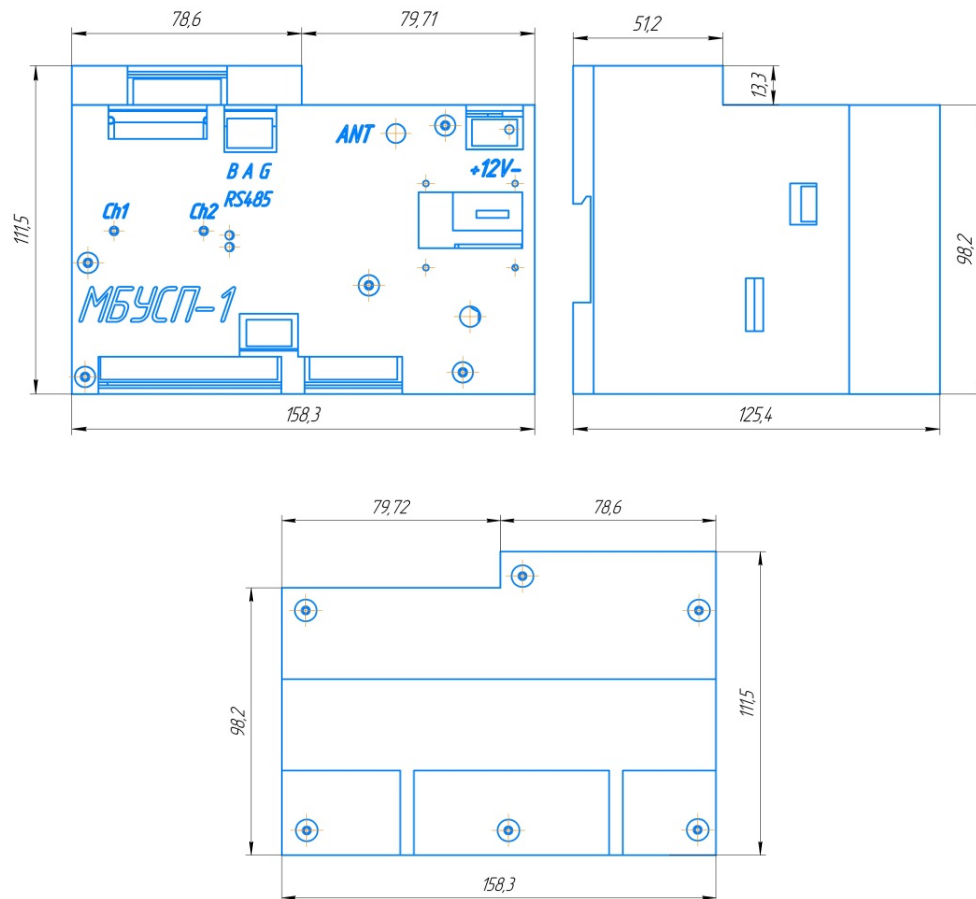


Рисунок 4.7- Габаритные размеры корпуса МБУСП-1

В соответствии с требованиями к разработке МБУСП-1, руководствуясь требованиями и правилами проектирования электронных устройств, была

спроектирована электрическая схема данного устройства, представленная на рисунках 4.8, 4.9, 4.10.

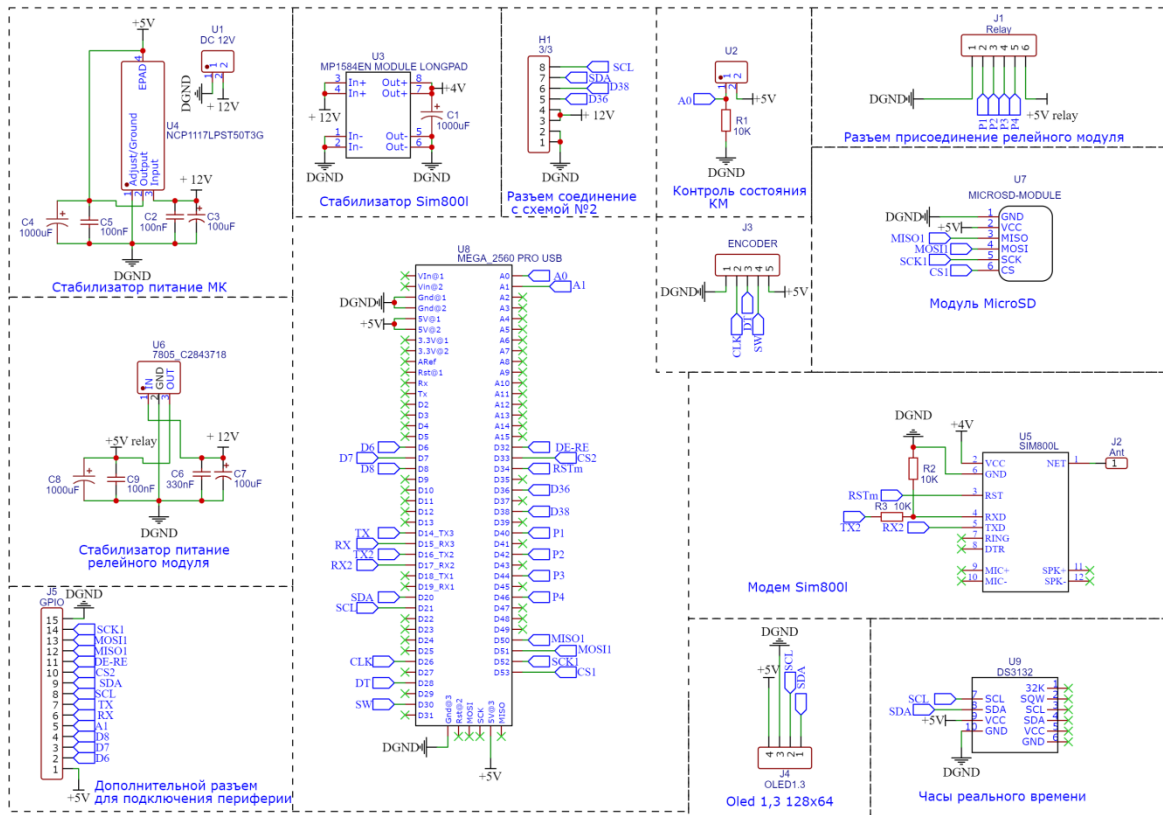


Рисунок 4.8- Электрическая схема №1 входящая в состав МБУ МБУСП-1

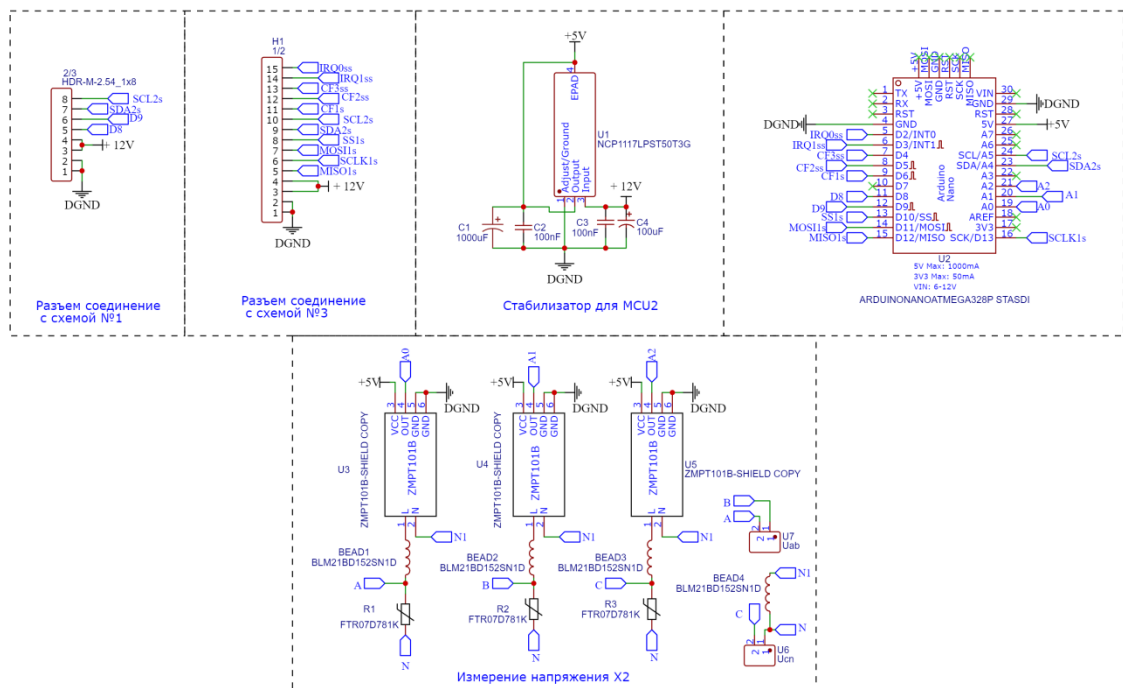


Рисунок 4.9- Электрическая схема №2 входящая в состав МБУ МБУСП-1

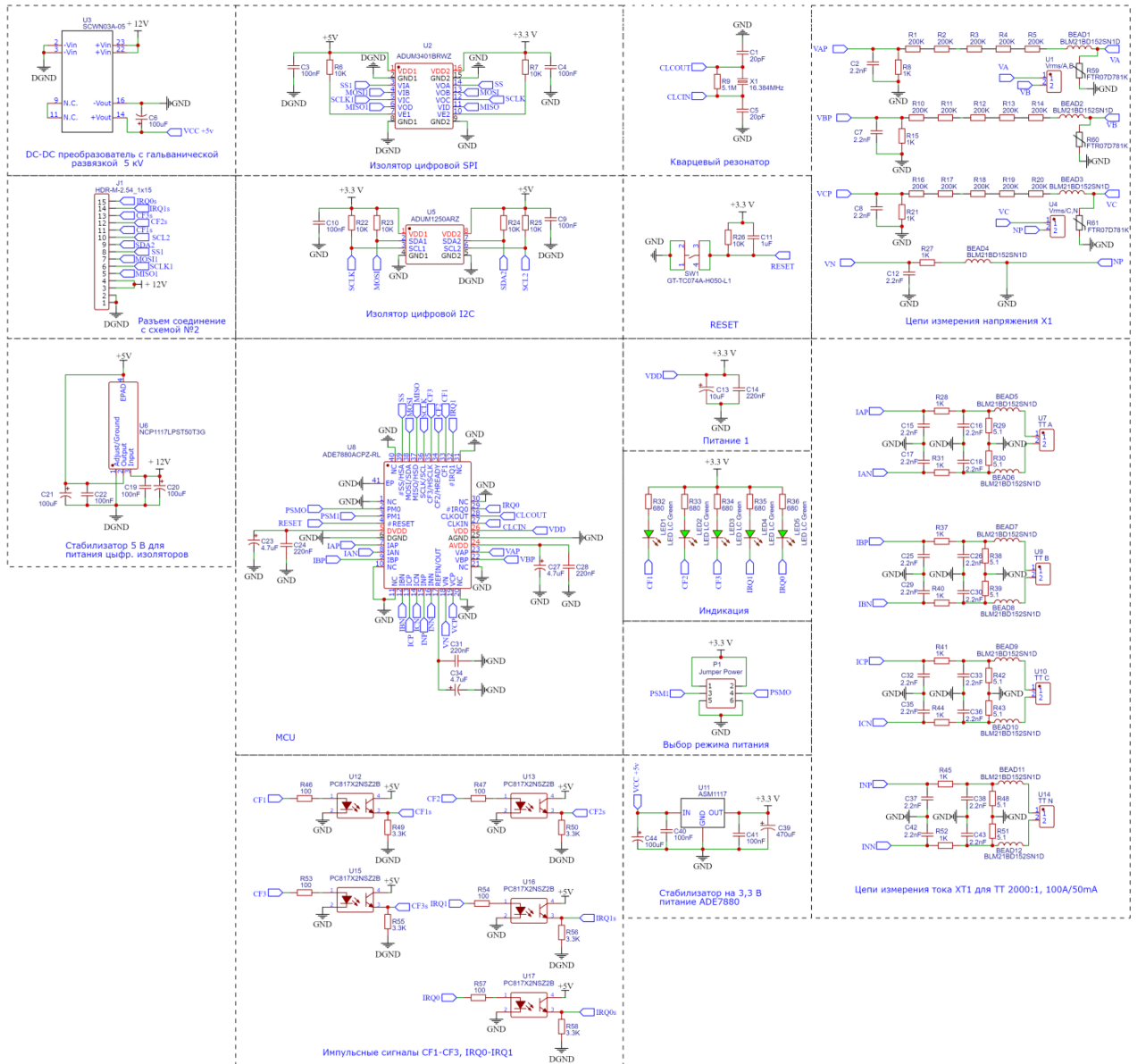


Рисунок 4.10- Электрическая схема №3 входящая в состав МБУ МБУСП-1

В соответствии с электрической схемой и габаритными размерами корпуса МБУСП-1, было решено основные компоненты, а также вспомогательные электронные компоненты устройства, разместить на трех монтажных платах, схемы которых, спроектированные в специализированной программе EasyEDA, представлены на рисунках 4.11 и 4.12, 4.13.

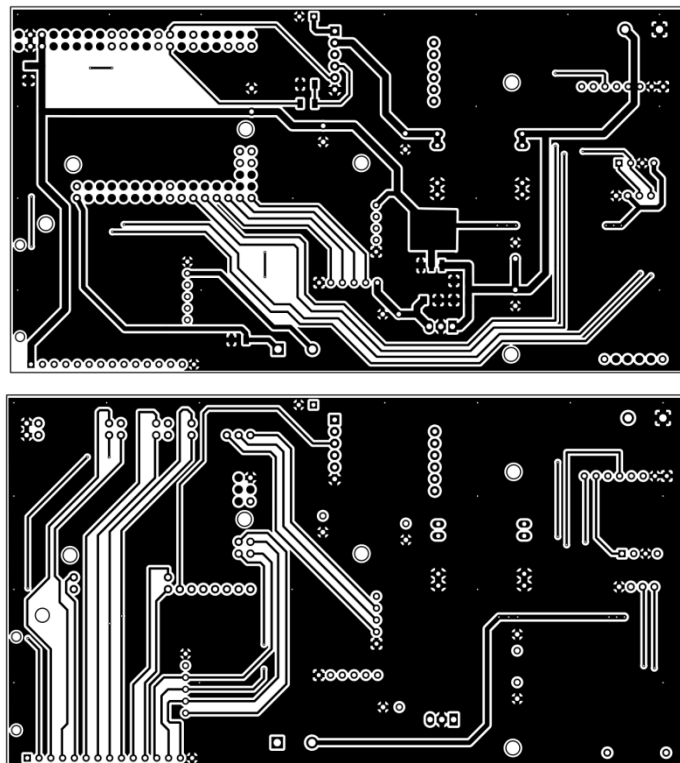


Рисунок 4.11 – Схема первой монтажной платы МБУСП-1

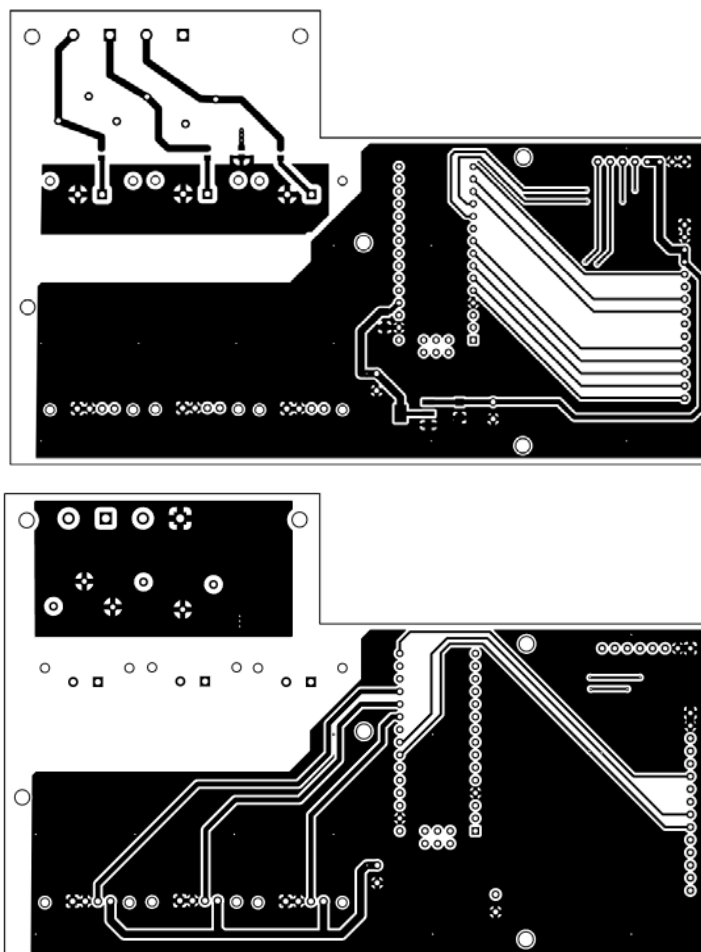


Рисунок 4.12 – Схема второй монтажной платы МБУСП-1

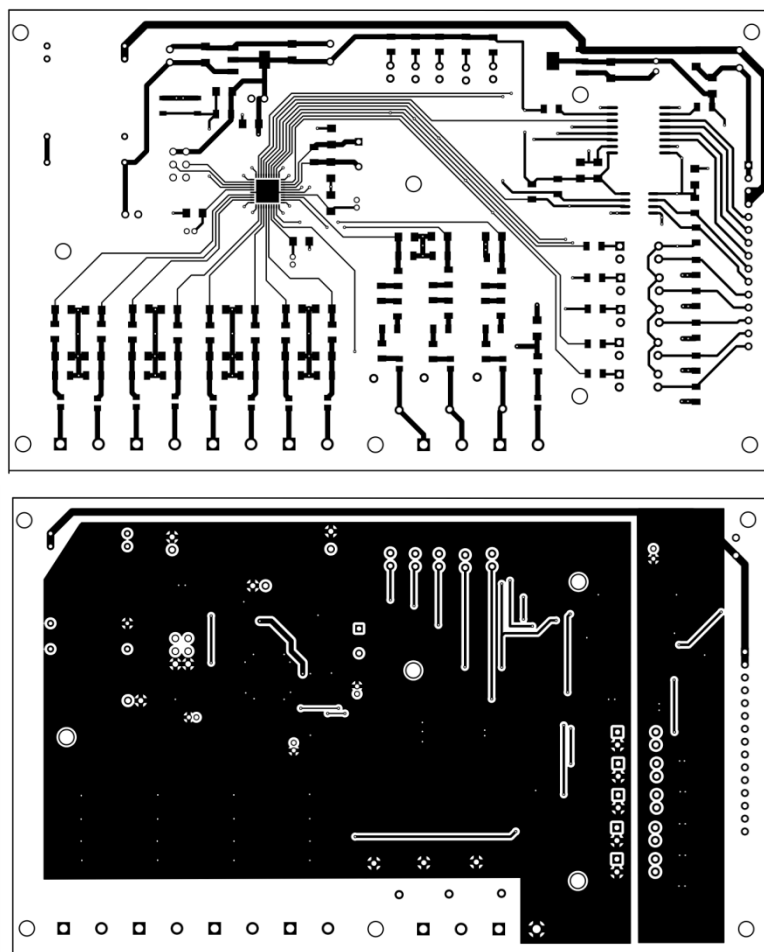


Рисунок 4.13 – Схема третьей монтажной платы МБУСП-1

Согласно схемам (рисунок 4.8, 4.9. и 4.10), МБУСП-1 построен на базе двух микроконтроллеров Atmega 2560-16U и Atmega 328-AU на платформе Arduino Mega 2560 PRO/CH340 и Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340 (по одному на 1 и 2 плату) [58]. Третья монтажная плата построена на базе многофазной многофункциональной (интегральной схемы) ИС ADE7880 измерения параметров электрической энергии [54]. Питание всех монтажных плат осуществляется при помощи внешнего источника питания постоянного тока напряжением в диапазоне от 10 до 14 В.

Микроконтроллер, установленный на первой монтажной плате осуществляет выполнение основного алгоритма и управляет дисплеем, двухканальным реле, модулем RS485, модулем GSM/GPRS (опционально) и часами реального времени, выполняет запись данных на микро-SD карту и осуществляет алгоритм работы протокола ModBus RTU, а так же производит

опрос микроконтроллера установленного на второй монтажной плате по интерфейсу связи I2C.

Микроконтроллер, установленный на второй монтажной плате, производит измерение среднеквадратичного напряжения с помощью датчиков напряжения ZMPT101B, а также производит опрос многофункциональной ИС ADE7880 по интерфейсу SPI, установленной на третьей монтажной плате, что позволяет получать данные о напряжении до и после коммутационного аппарат секционирующего пункта, токе по каждой фазе, текущей мощности и ее направлении, накопленной мощности, коэффициенте мощности. В целях защиты электронных компонентов от высокого напряжения, на измерительных входах датчиков напряжения предусмотрены варисторы.

На третьей монтажной плате установлена многофазная многофункциональная ИС ADE7880, данная ИС позволяет осуществлять измерение основных параметров электрической энергии, таких как ток, напряжение, коэффициент мощности, мгновенную активную мощность и ее направление, накопленную активную мощность. В измерительных цепях для предотвращения ошибок измерения были разработаны фильтры гашение импульсных помех и предусмотрена защита от перенапряжений посредством применения варисторов во входных измерительных цепях напряжения. Измерение тока осуществляется при помощи датчиков переменного тока SCT-013-000 100A/50 мА, данные датчики являются выносными и имеют гальваническую развязку с силовой цепью.

4.3.2 Комплектующие МБУСП-1

Согласно требованиям, а также схемам (рисунок 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 и 4.13) основными компонентами МБУСП-1 являются две платы Arduino Mega 2560 PRO/CH340 и Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340, работающие на микроконтроллерах ATmega2560, ATmega328 [58] и разработанная плата на базе ИС ADE7880. В таблице 4.2 приведена краткая информация о Arduino Mega 2560 PRO/CH340 и Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340.

Таблица 4.2 – Краткая характеристика Arduino Mega 2560 PRO/CH340 и Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340 [58].

Микроконтроллер	Arduino Mega 2560 PRO/CH340	Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340
Рабочее напряжение (логический уровень)	5 В	5 В
Входное напряжение (рекомендуемое)	7-12 В	7-12 В
Входное напряжение (предельное)	6-20 В	6-20 В
Цифровые Входы/Выходы	54 (14 из которых могут использоваться как выходы ШИМ)	14 (6 из которых могут использоваться как выходы ШИМ)
Аналоговые входы	15	8
Постоянный ток через вход/выход	40 мА	40 мА
Флеш-память	256 Кб, при этом 8Кб используются для загрузчика	32 Кб, при этом 2 Кб используются для загрузчика
ОЗУ	8 КВ	2 Кб
EEPROM	4 КВ	1 Кб
Тактовая частота	16 МГц	16 МГц
Размеры	3,56 см x 5.4 см	1.8 см x 3.3 см

В таблице 4.3 приведена краткая информация многофазной многофункциональной ИС ADE7880.

Таблица 4.3 – Краткая характеристика многофазная многофункциональной ИС ADE7880 [54]

Интегральная схема	ADE7880ACPZ
Рабочее напряжение (логический уровень)	3,3 В
Входное напряжение (рекомендуемое)	2,4-3,7 В
Аналоговые входы	7 (24 бит), $\pm 0,5$ В
Последовательный интерфейс обмена	SPI, I2C, HSDC
Рабочая температура	-40 до +85 °С
Ошибка измерения	не более 0,2%
Количество выводов	40
Частота дискретизации	1,024 МГц
Размеры	6,1 мм x 6,1 мм

Также основными элементами МБУСП-1 являются:

1. Датчик напряжения ZMPT101B (3 шт.);

Данный датчик позволяет измерять переменное напряжение в реальном времени в виде аналогового сигнала, который в дальнейшем обрабатывается микроконтроллером. Краткая характеристика ZMPT101B представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Краткая характеристика ZMPT101B [76]

Погрешность	0,1% при 25°C
Датчик	ZMPT101B
Максимальное напряжение	400В
Рабочее напряжение	5В
Температура	-40°C до 70°C
Выходной сигнал	аналоговый

2. Релейный модуль Relay Module 2 relays, 5В (1 шт.);

Это 2-канальный релейный модуль, способный управлять различными устройствами и другим оборудованием с током не более 10А (250 В переменного тока / 60 В постоянного тока). Его можно контролировать напрямую с помощью микроконтроллера: Arduino, AVR, PIC, DSP, ARM или TTL. Для управления модулем требуется напряжение 5 В и логическая операция 3.3 В / 5 В. Для изоляции микроконтроллера от реле в схему реле добавлен оптрон [76].

3. RTC модуль DS3132 (1шт.);

RTC-модуль DS3132 является точными часами реального времени, которые необходимы для контроля времени отключенного состояния вакуумных контакторов, а также для отправки диспетчеру различных временных параметров [76]. Модуль работает от автономного питания – батарейки, за счет этого отсчет времени ведется постоянно, даже при полностью отключенном МБУСП-1. Краткие технические характеристики RTC модуль DS3132 приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 - Краткие технические характеристики RTC модуль DS3132 [76]

Питание	Литиевая батарея 3VCR2032
Подсчет реального времени	В секундах, минутах, часах днях, месяцах и годах вплоть до 2100 года
ОЗУ	236 байт
Интерфейс	Последовательный 2-х проводной I2C
Частота импульсов	32,768 кГц
Часовой режим	24-х или 12-ти часовой режим
Потребление	Не более 800 мкА при питании от основного источника и 70 мкА от батареи

4. OLED дисплей;

Еще одним важным элементом МБУСП-1 является OLED дисплей рисунок 4.14. Функцией, которого является обеспечение интерфейса устройства с обслуживающим персоналом.

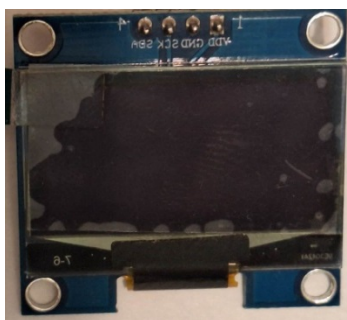


Рисунок 4.14 - OLED дисплей SSD1306-1,3 128x64

Основные характеристики OLED дисплей SSD1306-1,3 128x64 [76]:

- напряжение питания: 2,8—5,5 В;
- максимальный ток потребления: 1,4 мА;
- индикация: 8 строки по 20 символов. Габариты: 34×19×4,5 мм.

Перечень комплектующих используемых в МБУСП-1 представлен в таблице 4.6. После проектирования электрической и монтажных схем МБУСП-1, с применением комплектующих, указанных в таблице 4.6, была осуществлена сборка устройства. Сборка происходила в соответствии с требованиями и правилами по сборке электронных устройств, с соблюдением правил техники безопасности.

Таблица 4.6- Список комплектующих МБУСП-1 [54, 76]

Наименование	Количество, шт.
Корпус	1
Arduino Mega 2560 PRO/CH340	1
Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340	1
ИС ADE7880	1
Relay Module 2 relays	1
RTC модуль DS3132	1
OLED SSD1306-1,3 128x64	1
Модуль SD-card	1
Энкодер с кнопкой без фиксации	1
Датчик ZMPT101B	3
Датчик тока SCT013-000 100A/50 мА	3
Модуль RS-485	1
DC-DC преобразователь	2
Цифровой изолятор	1
GSM/GPRS модуль SIM800L (опционально)	1
ИС стабилизаторы напряжения	5

На рисунке 4.15 и 4.16 представлены собранные монтажные платы устройства, а на рисунке 4.6 представлен готовый микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом [44].

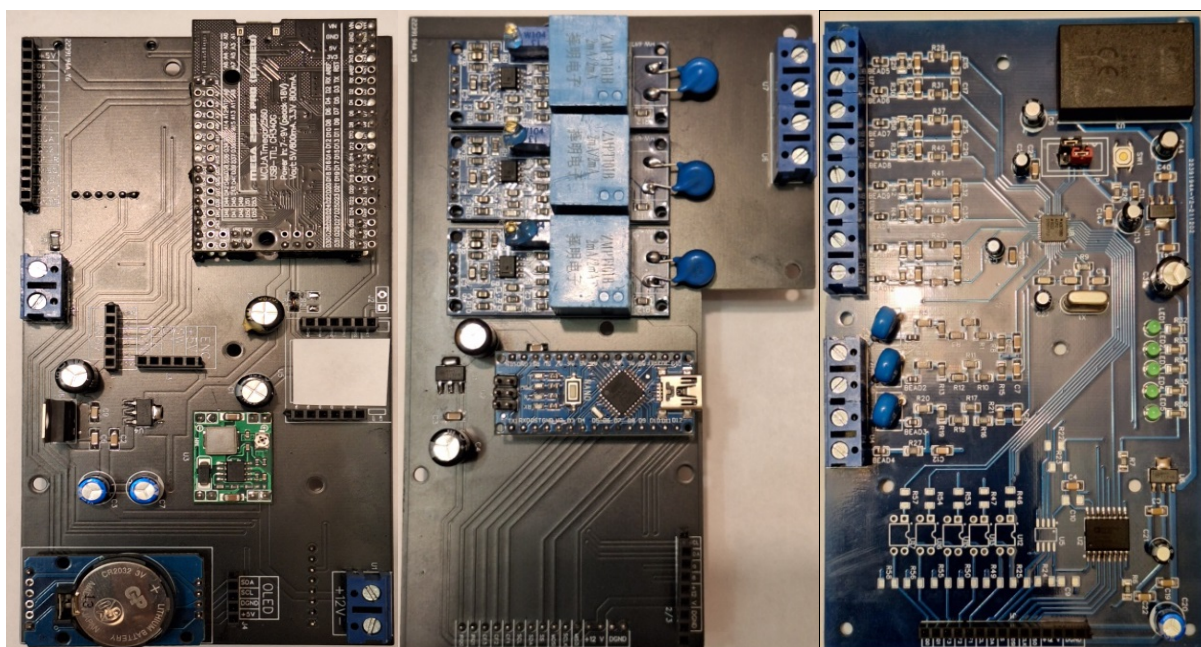


Рисунок 4.15 – Собранные монтажные платы МБУСП-1

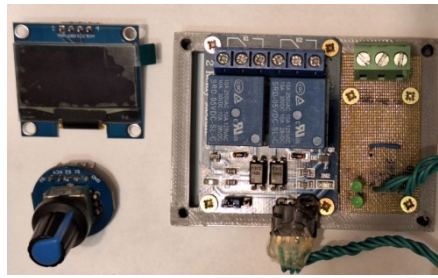
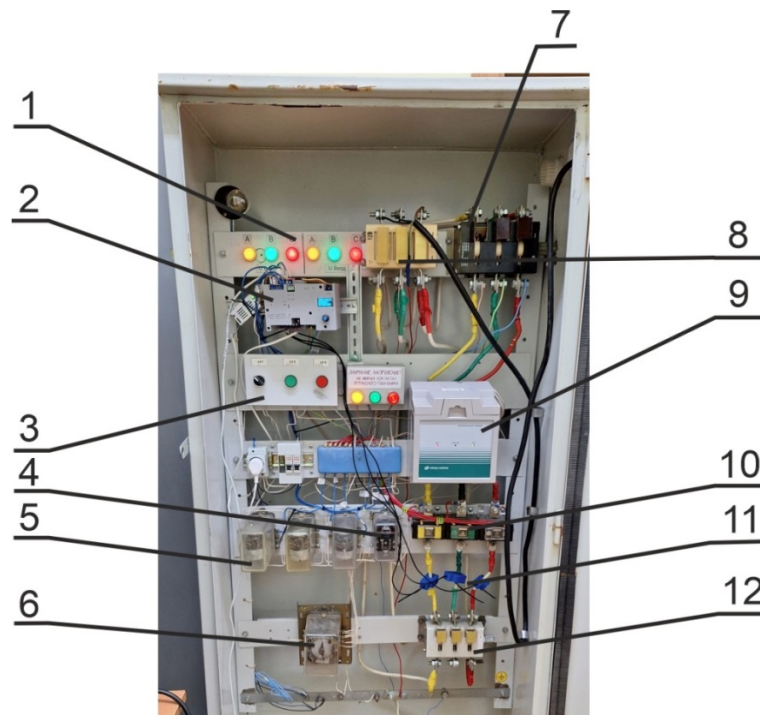


Рисунок 4.16 – Периферийные устройства, входящие в состав МБУСП-1

В целях устранения недостатков, выявленных после анализа и практического применения существующих средств секционирования и резервирования, было принято решение произвести совершенствование средств секционирования и резервирования 0,4 кВ, разработанным устройством МБУСП-1.

Местом установки МБУСП-1 является левая панель с DIN рейкой в секционирующем пункте рисунок 4.17.



1- сигнальные лампы наличия напряжения на вводах СПАВР; 2- МБУСП-1; 3- панель переключения режимов управления коммутационным аппаратом; 4- промежуточное реле; 5- реле тока; 6- реле времени; 7,12- рубильник; 8- перекидной рубильник; 9- коммутационный аппарат LSM/TEL; 10 – трансформаторы тока; 11- датчики тока МБУСП-1.

Рисунок 4.17 – Смонтированный МБУСП-1 в секционирующем пункте

Монтаж МБУСП-1 в секционирующий пункт было принято произвести параллельно существующей схеме СП с электромеханическими реле. Данное решение позволяет создать две взаимозаменяемые схемы управления секционирующим пунктом для испытаний, что позволяет сравнить их работу, оценить правильность работы МБУСП-1. Для подключения МБУСП-1 в схему СП использовался многожильный провод ПВЗ, сечением 1,5 и 2,5 мм². Электрическая схема секционирующего пункта с подключенным МБУСП-1 показана на рисунке 4.18 [29].

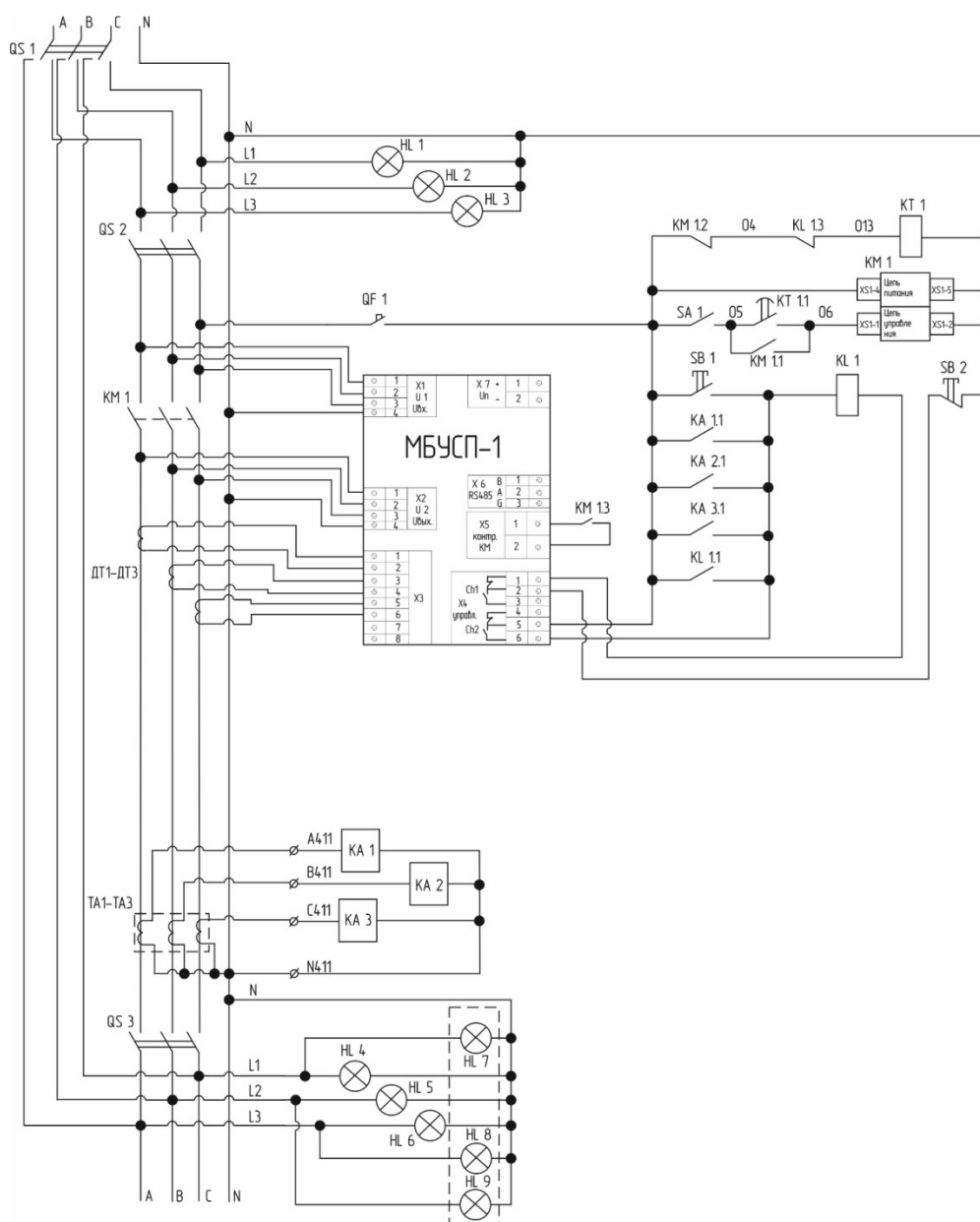


Рисунок 4.18 - Электрическая схема секционирующего пункта с подключенным МБУСП-1 и сохранёнными электромеханическими реле

Для монтажа на МБУСП-1 установлено семь клеммников. К клеммникам X1 и X2 подключаться цепи напряжения, клеммник X3 служит для подключения внешних датчиков тока, к X4 присоединяются цепи управления вакуумным контактором КМ1, к X5 подключаются дополнительные контакты КМ1 для осуществления контроля за его состоянием, к X6 подключаются цепи связи RS-485 для реализации протокола обмена ModBus RTU, питание устройства присоединяются к клемме X7. Согласно схеме, X1 имеет 4 контакта, к контактам 1,2 и 3, подключаются цепи напряжения МБУСП-1 секционирующего пункта, что позволяет производить измерения напряжение до вакуумного контактора КМ1 на трех фазах. Клеммник X2 имеет 4 контакта, через 1,2 и 3 подключаются цепи напряжения МБУСП-1 секционирующего пункта, что позволяет производить измерения после вакуумного контактора КМ1 на трех фазах. Контакт 4 на клеммниках X1 и X2 используется для зануления устройства.

Что касается клеммника блока управления X3 имеющего 8 контактов, то контактам с 1 по 6 присоединяются внешние датчики тока для контроля силы тока по всем фазам на выходе секционирующего пункта. Контакты 1-6 являются выводами модульного реле МБУСП-1 клеммник X4, используемого для коммутации вакуумного контактора КМ1, подключены к кнопкам SB1 контакты 5 и 6 и в разрез между кнопкой SB2 и питанием промежуточного реле контакты 1 и 2.

Работу средств резервирования в лабораторных условиях было решено имитировать с ПК подачей сигнала по протоколу ModBus RTU в МБУСП-1 по интерфейсу связи RS-485.

На этапе программирования, опираясь на предъявляемые к функциям МБУСП-1 требования, с использованием специального программного обеспечения Arduino IDE для программирования микроконтроллеров Atmega 2560 и Atmega 328, писалось необходимое программное обеспечение МБУСП-1 [84].

Рассмотрим порядок работы МБУСП-1, по завершению программирования, для некоторых возможных ситуаций, на примере кольцевой схемы электрической

сети 0,4 кВ, с применением СПАВР, работающих в режимах СП и АВР, от двухтрансформаторной КТП, представленной на рисунке 4.19

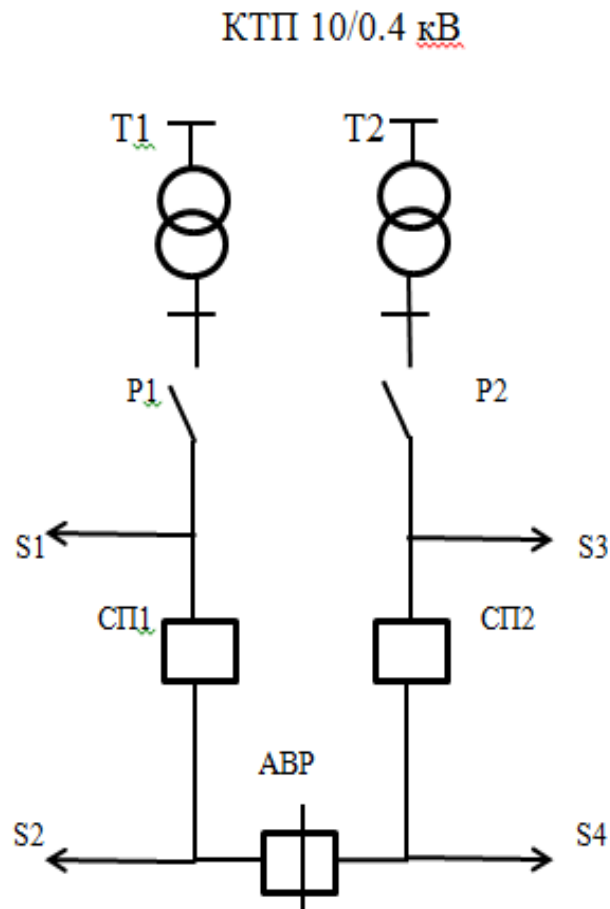


Рисунок 4.19 - Кольцевая схема электрической сети 0,4 кВ, с применением СПАВР в режимах работы СП и АВР, от двухтрансформаторной КТП.

Так, в случае короткого однофазного или межфазного замыкания на участке потребителя S2, датчики тока МБУСП-1, установленного в СП1, фиксируют резкое повышение тока. Далее происходит отключение вакуумного контактора КМ1 секционирующего пункта, модульным реле управления контактором. Диспетчеру через устройство сбора и передачи данных (УСПД) с поддержкой протокола ModBus RTU, приходит сообщение об отключении КМ1. После, задействуется функция АПВ, производящая повторное включение КМ1. Диспетчеру приходит сообщение о работе функции АПВ. И, в случае устойчивого короткого замыкания, через УСПД дается команда на запрет ввода АВР.

Диспетчер получает сообщение о том, что на участке потребителя S2 устойчивое короткое замыкание [29]. Также МБУСП-1, в случае фиксирования значительного повышения тока на ЛЭП, но не тока короткого замыкания. В случае обрыва провода на участке потребителя S3, МБУСП-1 секционирующего пункта СП2, фиксирует отсутствие напряжения на участках потребителей S3 и S4. МБУСП-1 фиксирует отключенное состояние КМ1. Далее через УСПД дается команда на ввод резерва на участок потребителя S4, без включения КМ1. В случае обрыва провода на участке потребителя S4, фиксируется наличие напряжения на участке потребителя S3, и его отсутствие на участке S4. Далее в целях повышения электробезопасности, осуществляется запрет включения АВР на участок ЛЭП с обрывом провода. В тоже, время МБУСП-1 информирует диспетчера о всех своих действиях. Также, МБУСП-1 информирует диспетчера для принятия дальнейших решений в случае фиксирования значительного отклонения параметров напряжения от прописанных в ГОСТ 29322-2014 [40].

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей на ЛЭП 0,4 кВ оснащенными усовершенствованными средствами секционирования и резервирования, в МБУСП-1 реализована возможность дистанционного управления. В приложении Б приведены варианты двухсторонней связи диспетчера с МБУСП-1 через УСПД с реализацией протокола ModBus RTU.

4.4 Стенд для испытаний устройства СПАВР (СМ)

С целью диагностики и анализа работоспособности, разработанного секционирующего пункта с функцией АВР (СПАВР (СМ)) необходимо произвести ряд испытаний при аварийных и рабочих режимах.

Стенд для испытаний устройства СПАВР (СМ) обеспечивает возможности:

- проверка работы, чувствительности устройства при разных токах;
- замеры напряжения, при котором происходит отключение от основной линии;

- определения времени, за которое устройство отключается от основного ввода и подключается к резервному;
- проверка правильности отправления сообщений диспетчеру.

Для проведения испытания работоспособности разработанного устройства предлагается применение лабораторного стенда, схема которого представлена на рисунке 4.20.

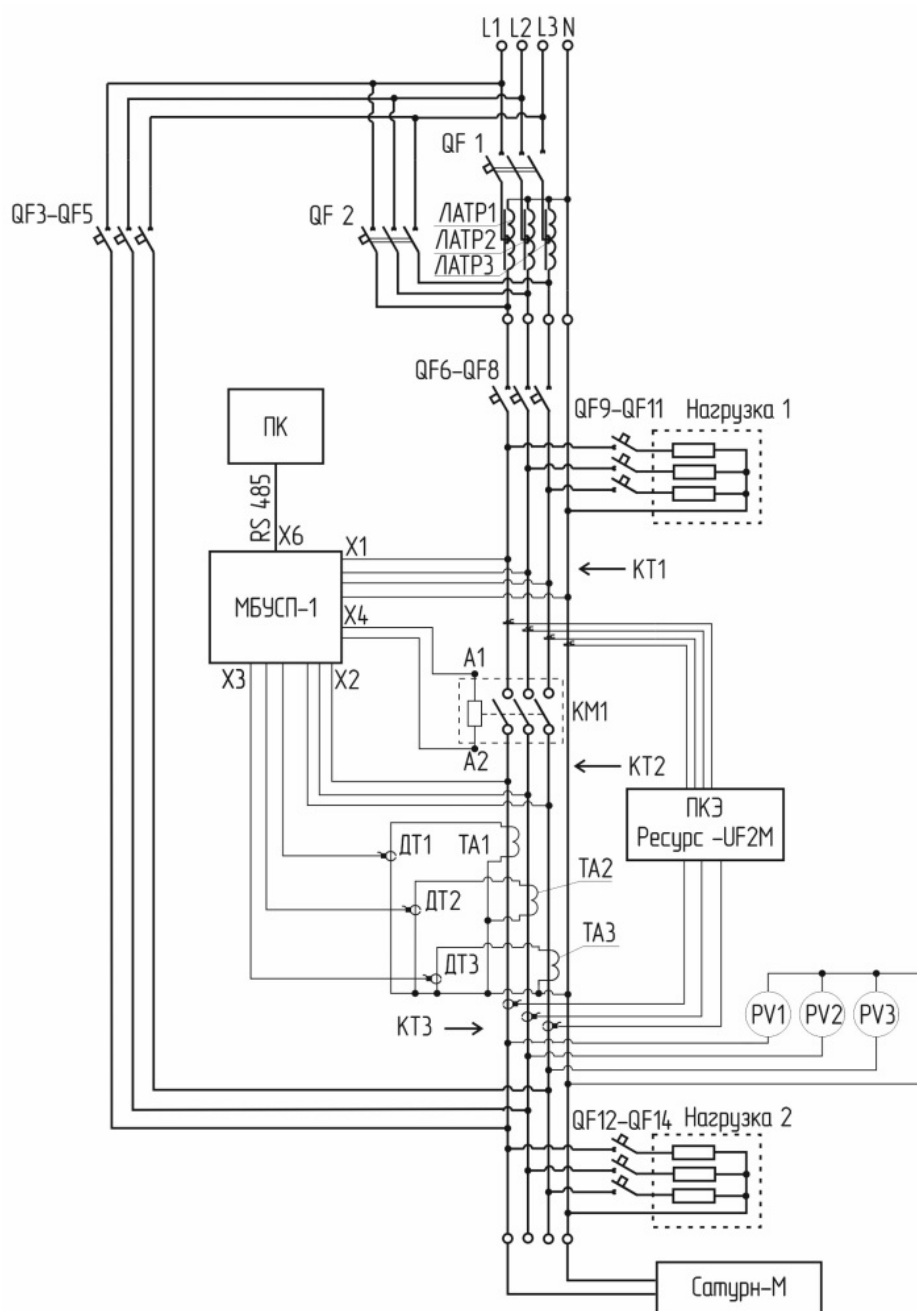


Рисунок 4.20 – Схема лабораторного стенда

В схему входят: автоматические выключатели (QF1-QF14), МБУСП-1, трансформаторы тока ТТ1-ТТ3, измерительные приборы, анализатор качества электроэнергии «Ресурс UF2М» и «Сатурн-М» предназначенный для проверки характеристик автоматических выключателей переменного тока с электромагнитными и тепловыми расцепителями, вакуумный контактор КМ1. На ввод стенда подключены автотрансформаторы (ЛАТР) для тестирования работы устройства при пониженном или повышенном напряжении и устройство прогрузки током «Нагрузка 1» и «Нагрузка 2» для испытания работы устройства при разных токах нагрузки и для калибровки МБУСП-1. Так же для разработанного стенда была разработана программа и методика предварительных испытаний устройства МБУСП-1 (ПМИ), приведенная в приложение В.

4.5 Предварительные лабораторные испытания СПАВР и анализ их результатов

После завершения монтажных работ и программирования, и калибровки устройства, был проведен ряд лабораторных экспериментов с усовершенствованными средствами секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.

Согласно разработанной ПМИ приведенной в приложении В и разработанной схемы для лабораторных испытаний рисунок 4.20, был проведен эксперимент по имитации короткого замыкания в ЛЭП рисунок 4.21. Устройством «Сатурн-М» был симитирован ток однофазного короткого замыкания и сняты времятоковые характеристики работы защит. Для безопасного провидения опыта в МБУСП-1 были установлены следующие уставки: МТЗ -10А с выдержкой времени 5 сек., МТО – 15А без выдержки времени.



Рисунок 4.21 - Эксперимент по имитации короткого замыкания в ЛЭП.

Далее была произведена имитация аварийного режима в ЛЭП 0,4 кВ однофазного короткого замыкания, данные эксперимента приведены на рисунке 4.22 и рисунок 4.23

	Ток К.З., А	Время, сек.
МТЗ		
МТО		

Рисунок 4.22- Данные полученные с устройства «Сатурн-М»

МТЗ		МТО	
300037	13.843523	300037	17.581013
300038		300038	
300039	1.667627	300039	1.616111
300040		300040	
300041	1.678889	300041	1.620098
300042		300042	

Рисунок 4.23- Данные полученные с устройства МБУСП-1 с использованием протокола связи Modbus RTU

Из рисунков 4.22 и 4.23 видно, что имеются расхождения зафиксированных токов к.з., что связано с работой измерительных устройств, «Сатурн-М» фиксирует токи в момент отключения коммутационного аппарата, а устройство МБУСП-1 фиксирует максимальный ток, возникающий в момент аварии.

По полученным данным в ходе эксперимента была составлена времятоковая характеристика работы защит СПАВР 0,4 кВ, рисунок 4.24.

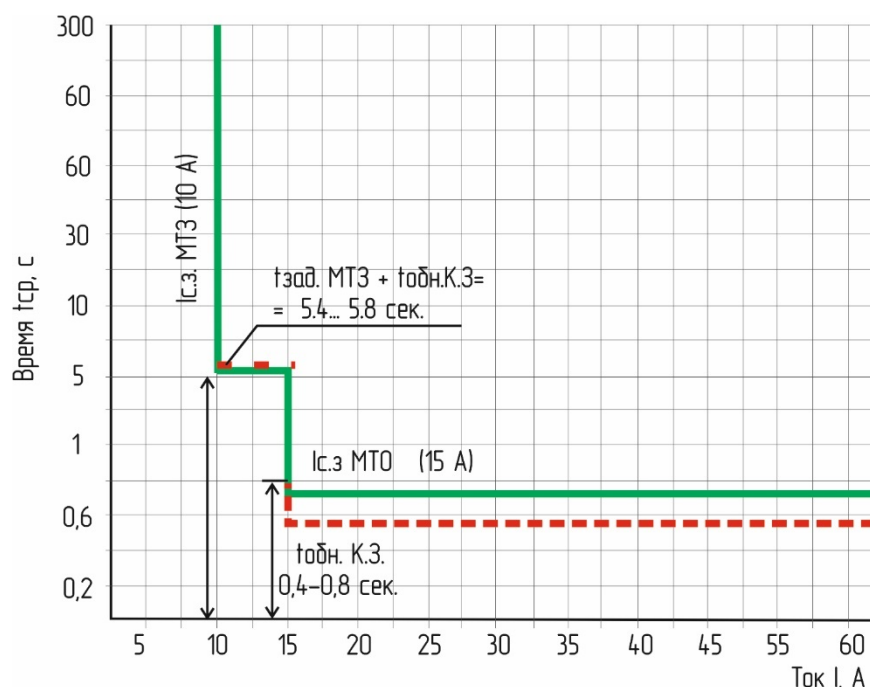


Рисунок 4.24 – Времятоковая характеристика работы защит СПАВР 0,4 кВ

Из времятоковой характеристики видно, что устройство корректно осуществляет пуск защит и реагирует на короткое замыкание. В ходе испытаний

был зафиксирован не значительный разброс времени срабатывания защит, которое не превышает 0,8 сек., что связано с особенностью работы измерений самого микропроцессорного блока.

Еще один эксперимент был направлен на проверку работы АВР и ранее разработанного способа по восстановлению нормального режима работы сети при восстановлении питания. Устройство было переведено в режим работы АВР. Согласно разработанной ПМИ, был проведен ряд коммутаций на лабораторном стенде, было подано напряжение на выход МБУСП-1 рисунок 4.20, симулировав кольцевую сеть с двухсторонним питанием. Затем напряжение с выхода МБУСП-1 было снято, что соответствует исчезновению напряжения на резервируемом участке сети. По полученным данным с приборов были построены графики работы АВР рисунок 4.25 и рисунок 4.26.

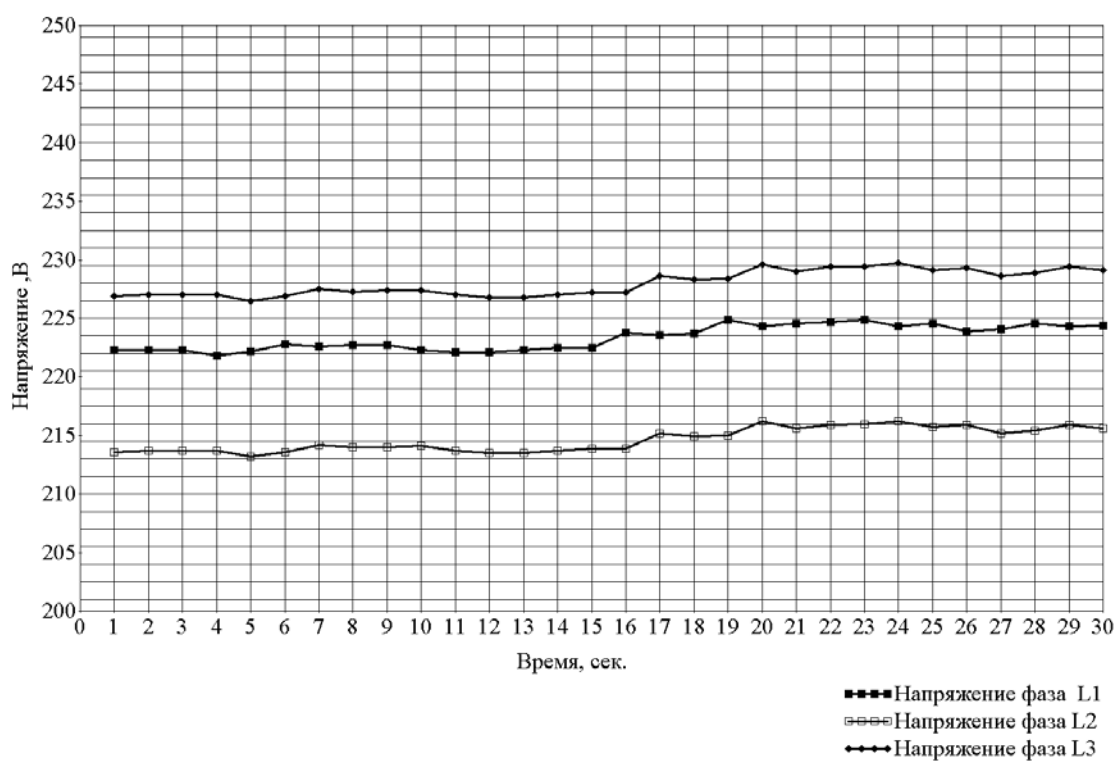


Рисунок 4.25- Напряжение на вводе X1, МБУСП-1

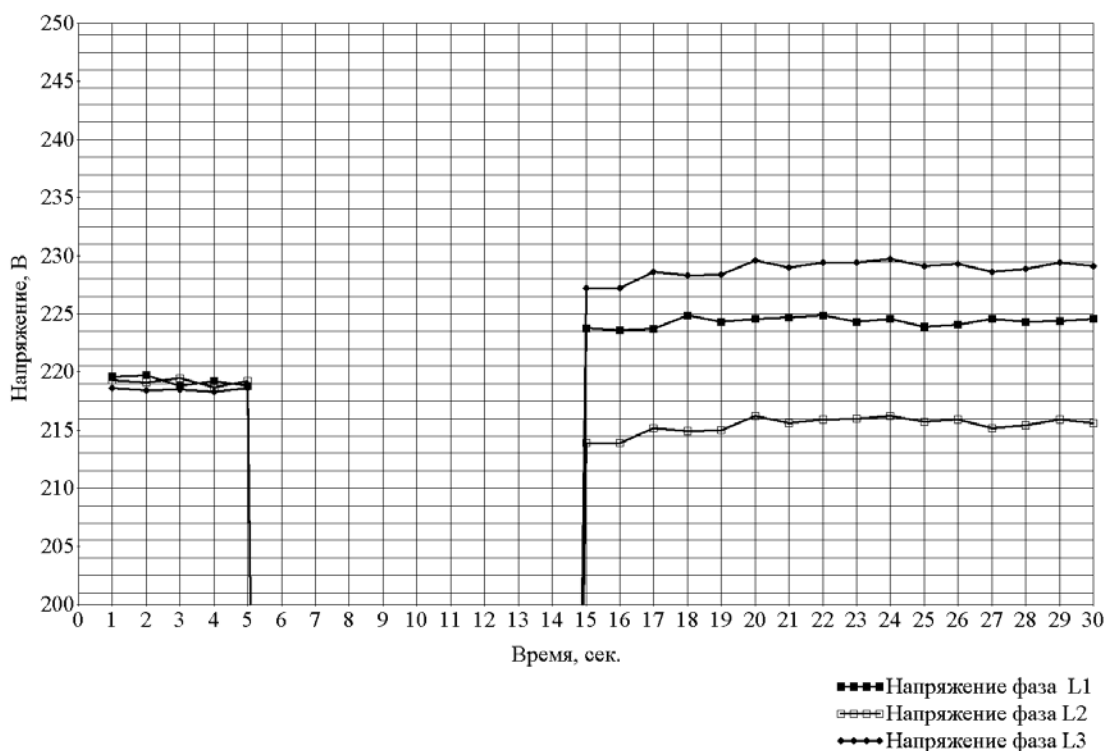


Рисунок 4.26- Напряжение на вводе X2, МБУСП-1

Из графиков видно, что при исчезновении напряжения на резервируемом участке сети МБУСП-1 фиксирует исчезновение напряжения и с выдержкой времени (в устройство установлена выдержка времени 10 сек.) подает сигнал на включение коммутационного аппарата. Далее была проверена работа по восстановлению нормального режима работы сети при восстановлении питания на резервируемом участки сети путем включения «Нагрузки 1» рисунок 4.20. На основании полученных данных построен график рисунок 4.27.

По приведенным данным из графика рисунок 4.27 видно, что устройство фиксирует изменение направления протекания мощности и подает сигнал на отключение коммутационного аппарата. На основании полученных данных от МБУСП-1 была построена диаграмма сигналов по работе АВР и проверки работы способа при восстановлении нормального режима работы сети рисунок 4.28

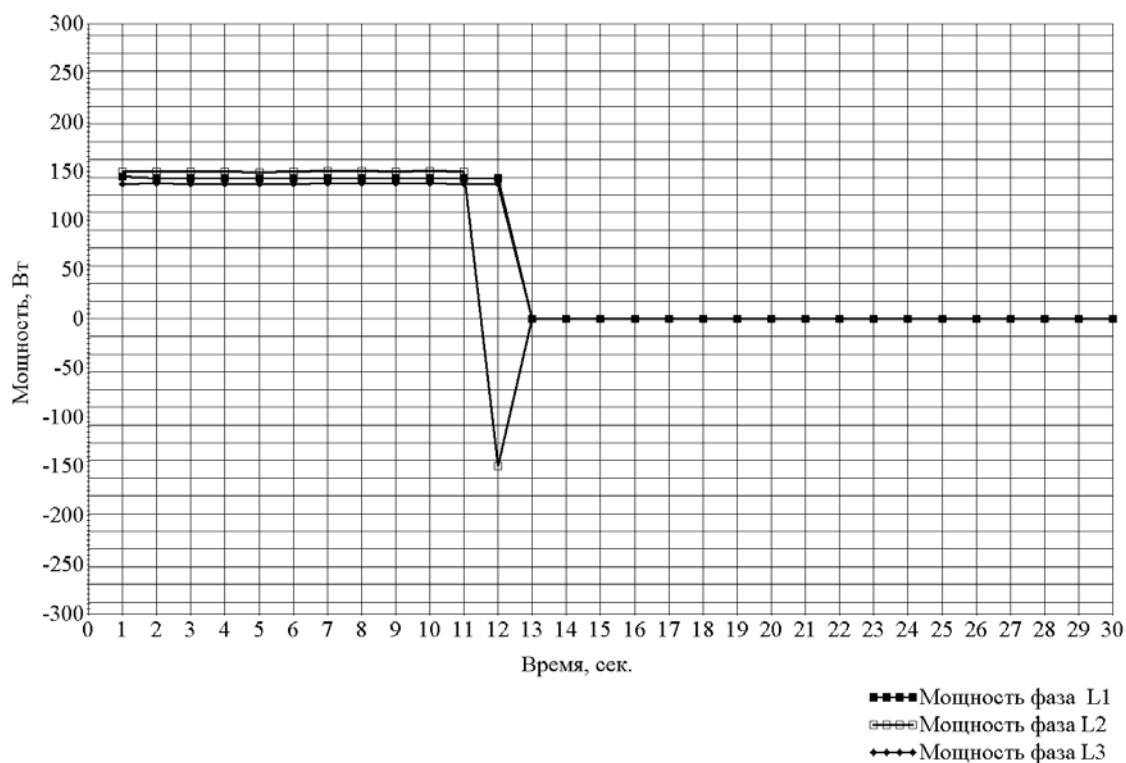


Рисунок 4.27- Активная мощность, протекающая через СПАВР 0,4 кВ

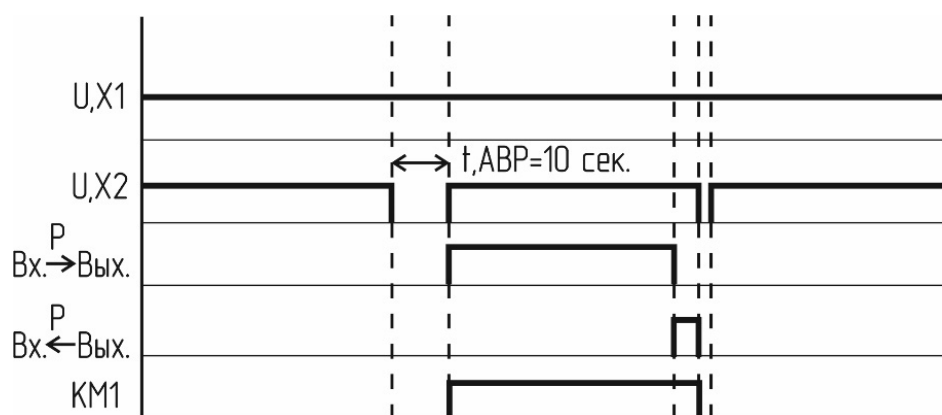


Рисунок 4.28 – Диаграмма работы АВР полученные с МБУСП-1

После проведения всех экспериментов приведенных в ПМИ, подтвердилось полное функционирование МБУСП-1, а значит, отпадает необходимость в существующей электромеханической релейной защите и автоматики. В связи с этим, была доработана и представлена на рисунке 4.29, электрическая схема секционирующего пункта без средств РЗиА [87].

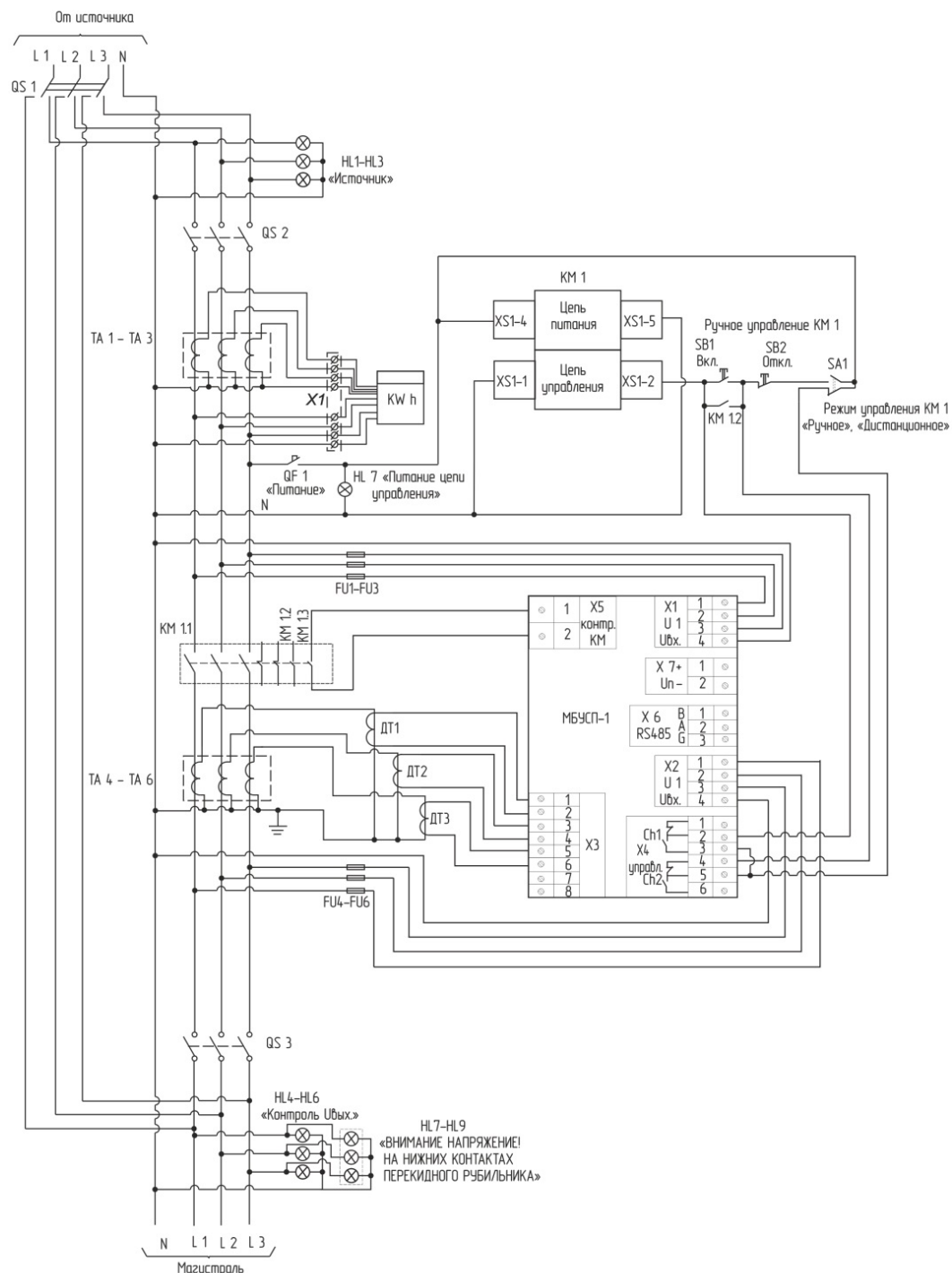


Рисунок 4.29 - Электрическая схема секционирующего пункта с подключенным МБУСП-1, без существующих электромеханических средств РЗиА.

Также после успешного проведения лабораторных испытаний МБУСП-1, была разработана и представлена в приложении Б инструкция по эксплуатации микроконтроллерного блока управления секционирующим пунктом 0,4 кВ.

МБУСП-1, как и любое другое электронное устройство с функциями измерения имеет погрешность измерений. Так в ходе лабораторных тестов устройства была выявлена погрешность измерений не более $\pm 1\%$, что соответствует классу точности 1.0 измерительных приборов. Возможно и повышение класса точности МБУСП-1, для этого необходимо некоторые электронные компоненты заменить на более точные. Исходя из этого, результаты измерений МБУСП-1, можно считать достаточно точными для оперирования ими [41].

4.6 Электробезопасность в усовершенствованных средствах секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ

Особенностью вывода в ремонт средств секционирования и резервирования, является тот факт, что при этом не прерывается электроснабжение потребителей. Это связано с тем, что средства АВР в нормальном режиме находятся в отключенном состоянии, а секционирующий пункт оснащён перекидным рубильником. Перекидной рубильник, служит для шунтирования СП при выводе его в ремонт, на обслуживание, на настройку и т.п., что позволяет исключить недоотпуск электроэнергии потребителям во время обслуживания СП [19].

При обслуживании средств секционирования и резервирования возникают следующие опасности:

- появление напряжения там, где его в нормальных условиях быть не должно (на корпусах и на любых других металлических элементах оборудования). Причиной этому, чаще всего служит повреждение изоляции токоведущих частей данного оборудования;
- возможность прикосновения к незаземленным токоведущим частям электрооборудования. К этому чаще всего приводит несоблюдение работником, правил электробезопасности при работах в электроустановках или недостаточный уровень его подготовки. А также незапланированное появление напряжения на данных частях электроустановки;

– прочие причины. К ним относятся: несогласованные и ошибочные действия персонала; оставление установки под напряжением без надзора; допуск к работе на не выведенную из работы электроустановку.

Поэтому при выводе в ремонт секционирующих пунктов и АВР 0,4 кВ, необходимо руководствоваться организационными и техническими мероприятиями.

К организационным мероприятиям относятся:

– оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– допуск к работе;

– надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

– К техническим мероприятиям относятся:

– отключения, или переключения в случае с СП;

– вывешивание запрещающих плакатов;

– проверка отсутствия напряжения;

– установка заземления.

Все технические мероприятия необходимо выполнять с использованием основных и дополнительных средств защиты. В электроустановках до 1000В к основным средствам защиты относятся: диэлектрические перчатки, изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, а также указатели напряжения.

К дополнительным средствам защиты относятся: диэлектрические галоши и ковры, а также изолирующие подставки [45, 106].

Также в целях повышения электробезопасности в секционирующем пункте установлен указатель напряжения на обходном шинопроводе рисунок 4.30. Данный указатель будет представлять собой прямоугольный металлический блок с расположенными на его лицевой стороне сигнальными лампами в количестве

трёх штук. Лампы используются светодиодные коммутаторные типа СКЛ, красного, зелёного и жёлтого цвета. Также на лицевой стороне располагается надпись «ВНИМАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕ! НА НИЖНИХ КОНТАКТАХ ПЕРЕКИДНОГО РУБИЛЬНИКА».



Рисунок 4.30 - Указатель напряжения на обходном шинопроводе.

Также, в целях повышения электробезопасности, на лицевой стороне МБУСП-1 рисунок 4.17 установлены светодиоды КИПД21В-К1 и КИПД21В-31, сигнализирующие о включенном состоянии вакуумного контактора секционирующего пункта, а также о наличии напряжения в самом МБУСП-1.

4.7 Выводы по главе

Усовершенствованные средства секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ, разработанным устройством МБУСП-1, позволяют в полной мере реализовывать существующие и усовершенствованные способы секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ. Также теперь ведется постоянный высокоточный

контроль над параметрами сети, с возможностью информирования диспетчера о каких-либо изменениях в ней. Функция дистанционного управления позволяет существенно снизить время, затрачиваемое на обслуживание средств секционирования и резервирования. Также улучшена электробезопасность, что очень важно для обслуживающего персонала.

ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ПУНКТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ СЕЛЬСКИХ ЛЭП 0,4

5.1 Определение капитальных вложений на реализацию СПАВР (СМ)

Произведем технико-экономическое обоснование разработанного секционирующего пункта с функцией АВР и с микроконтроллерным блоком управления СПАВР.

Капитальные вложения на внедрение в существующие электрические сети 0,4 кВ разработанного СПАВР будут складываться из стоимости оборудования, затрат на его доставку и установку. Спецификация и стоимость оборудования представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Стоимость комплектующих изделий СПАВР (СМ)

Наименование комплектующего изделия	Количество, шт.	Стоимость за единицу, руб.	Общая стоимость, руб.
Шкаф электромонтажный 600х600х300	1	5214	5214
Микроконтроллерный блок управления МБУСП-1	1	5965	5965
Контактор вакуумный LSM/TEL-1/400-352	1	18000	18000
Счетчик электрической энергии Меркурий 234 ART	1	6736	6736
Трансформатор тока ТТИ-А, 100 А	6	724	4344
Разъединитель ВР-32-37 400А	2	2157	4314
Перекидной рубильник ВР 32-37В 71250 400 А	1	3311	3311
Выключатель автоматический ВА-47	2	810	1620
УСПД	1	8320	8320
Лампа сигнальная СКЛ 220	9	110	990
Кнопка КЕ-011	2	67	134
Переключатель ПК16-11	1	1235	1235
Прочие установочные изделия (наконечники, символы, провод и проч.)		5000	5000
Итого:			65183

Стоимость комплектующих изделий, согласно таблице 5.1, составляет 65183 руб., при этом стоимость изготовления, с учетом коммерческих предложений

фирм, осуществляющих сборку щитового оборудования, составила 15000 руб. [103]. Таким образом, покупная стоимость (Π) разработанного СПАВР (СМ) с учетом оплаты сборки составит 80183 руб. [19].

Капитальные вложения будут определяться по формуле (5.1) [5]:

$$K = \Pi + D + M, \quad (5.1)$$

где K – капитальные вложения, тыс. руб.;

Π – стоимость оборудования, тыс. руб.;

D – стоимость доставки, составляет согласно [5], 10-15% от Π ;

M – стоимость монтажа, составляет согласно [5], 15-25 % от Π .

Стоимость доставки оборудования определяется по формуле:

$$\Pi = 0,1 \cdot \Pi. \quad (5.2)$$

Стоимость монтажа оборудования определяется по формуле:

$$M = 0,15 \cdot \Pi. \quad (5.3)$$

Произведём расчет капитальных вложений при установке секционирующего пункта с функцией АВР СПАВР (СМ). Затраты на доставку составят по формуле (5.1):

$$D = 0,1 \cdot 80183 = 8018,3 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж определим по формуле (5.2):

$$M = 0,15 \cdot 80183 = 12027,4 \text{ руб.}$$

Суммарные капитальные затраты на приобретение монтаж и доставку СПАВР(СМ) определим по формуле (5.3):

$$K = 80183 + 8018,3 + 12027,4 = 100228,7 \text{ руб.}$$

Из расчетов видно что капитальные затраты на приобретение комплектующий, доставку и монтаж составят 100228,7 руб.

5.2 Определение эксплуатационных издержек на реализацию предложенных способов и средств

Эксплуатационные издержки за год будут складываться из затрат на амортизационные отчисления, текущий ремонт и техническое обслуживание системы, а также прочих затрат.

Эксплуатационные издержки определяются по формуле [5, 88]:

$$\mathcal{E} = A + C_{mp} + ПЗ, \quad (5.4)$$

где A – амортизационные отчисления, руб./год;

C_{mp} – расходы на текущий ремонт и техническое обслуживание системы, руб./год (составляют, согласно [5], 3-8 % от Ц);

$ПЗ$ – прочие эксплуатационные затраты, руб./год.

Размер амортизационных отчислений определяется по формуле [88]:

$$A = \frac{K \cdot H_a}{100}, \quad (5.5)$$

где H_a – процентная доля отчислений на амортизацию, принимаем равной 3 % [5].

Найдем амортизационные отчисления по формуле (5.5):

$$A = \frac{100228,7 \cdot 3}{100} = 3006,8 \text{ руб.}$$

Затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание системы вычисляются по формуле:

$$C_{mp} = K \cdot 0,03, \quad (5.6)$$

$$C_{mp} = 100228,7 \cdot 0,03 = 3006,8 \text{ руб.}$$

Прочие эксплуатационные затраты определяются в зависимости от величины всех прямых затрат по формуле (5.7):

$$ПЗ = H_{np} \cdot (A + C_{mp}), \quad (5.7)$$

где H_{np} – процентная доля отчислений на амортизацию (принимается равным 3 %) [5].

$$ПЗ = 0,03 \cdot (3006,8 + 3006,8) = 180,4 \text{ руб.}$$

На основании выполненных расчетов найдем эксплуатационные издержки по формуле (5.4):

$$\mathcal{E} = 3006,8 + 3006,8 + 180,4 = 6194 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки для СПАВР составят 6194 руб. в год

5.3 Определение экономического эффекта от реализации разработанного устройства

Разработанный секционирующий пункт с функцией АВР и с микроконтроллерным блоком управления столбового исполнения СПАВР окупается за счет сокращения недоотпуска электроэнергии потребителям, сокращения времени простоя при плановых ремонтах ЛЭП, а также за счет ликвидируемого ущерба от перерывов электроснабжения для сельскохозяйственных потребителей. При работе СПАВР в режиме СП эффект будет получаться за счёт неотключения потребителей участка ЛЭП перед СПАВР при коротком замыкании на участке ЛЭП за СПАВР, если же СПАВР работает в функции АВР, то эффект получается за счёт автоматического восстановления питания потребителей на резервируемом участке. В любом случае эффект достигается как для электросетевой компании, так и для потребителей за счёт ликвидации недоотпуска электроэнергии [88].

Экономический эффект для электросетевой компании будет заключаться в том, что в случае отсутствия данного устройства компания недополучит денежные средства за недоотпущенную электроэнергию. Ущерб электросетевой компании от недоотпуска электроэнергии потребителям определяется по формуле [88]:

$$Y_{ЛЭП i} = Y_{эк} \cdot \Delta W_{ЛЭП i} = Y_{эк} \cdot \frac{P_{МЛЭП i} \cdot T_{МЛЭП i} \cdot T_{в.ЛЭП}}{8760}, \text{ руб./год}, \quad (5.8)$$

где $Y_{эк}$ – стоимость электроэнергии для потребителя при плановых ремонтах ЛЭП, руб./кВт·ч;

$\Delta W_{ЛЭП i}$ – недоотпуск электроэнергии i -м потребителю при плановых ремонтах, кВт·ч/год;

$P_{МЛЭП i}$ – максимальная нагрузка i -го потребителя, кВт;

$T_{МЛЭП i}$ – время использования максимальной нагрузки i -м потребителем, ч/год;

$T_{в.ЛЭП}$ – время планового простоя для всей линии, ч/год.

Время восстановления ЛЭП следует определять по формуле:

$$T_{в} = K_L \cdot T_{ср}, \quad (5.9)$$

где K_L – количество отключений линий в год;

$T_{ср}$ – среднее время восстановления воздушных линий электропередачи, согласно [95] принимаем равным 5,86 ч.

Количество отключений линий определяется по формуле:

$$K_L = \frac{W_L}{100} \cdot L, \quad (5.10)$$

где L – протяженность линии, км;

W_L – индекс (частота) отказов воздушных линий электропередачи, 1/100 км·год.

Определение количество плановых ремонтов и их время.

Время планового простоя $T_{пл.i}$ ч/год, определяется по формуле: [2]:

$$T_{пл.i} = \sum T_{пл.I} \cdot m_i, \quad (5.11)$$

где $T_{пл.i}$ – среднее время планового перерыва на обслуживание i -го элемента сети, час [88, 91];

m_i – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла для i -го элемента сети [91].

Для всей линии без секционирования при обслуживании в любой её точке, или для линии с секционированием, но при обслуживании (ремонте) на участке 1, до секционирующего пункта, ущерб $Y_{нл.ЛЭПi}$ определится следующим образом:

$$Y_{нл.ЛЭПi} = y_0 \cdot \Delta W_{ЛЭПi} = y_0 \cdot \frac{P_{МЛЭПi} \cdot T_{МЛЭПi} \cdot T_{нл.ЛЭП}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (5.12)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии для потребителя при плановых ремонтах ЛЭП, руб./кВт·ч;

$W_{ЛЭПi}$ – недоотпуск электроэнергии i -м потребителю при плановых ремонтах, кВт·ч/год;

$P_{МЛЭПi}$ – максимальная нагрузка i -го потребителя, кВт;

$T_{МЛЭПi}$ – время использования максимальной нагрузки i -м потребителем, ч/год [6];

$T_{нл.ЛЭП}$ – время планового простоя для всей линии, ч/год.

Ущерб от плановых ремонтов при их выполнении за СП, $Y_{суч.ЛЭП}$ руб./год:

$$Y_{суч.ЛЭП} = y_{0i} \cdot \Delta W_{уч.ЛЭП} = y_{0i} \cdot \frac{P_{Муч.ЛЭП} \cdot T_{Муч.ЛЭП} \cdot T_{нл.уч.ЛЭП}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (5.13)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии для i -го потребителя при плановых ремонтах ЛЭП, руб./кВт·ч;

$W_{ЛЭПi}$ – недоотпуск электроэнергии i -му потребителю при плановых ремонтах, кВт·ч/год;

$P_{Муч.ЛЭПi}$ – максимальная нагрузка i -го потребителя, кВт;

$T_{Муч.ЛЭПi}$ – время использования максимальной нагрузки i -м потребителем, ч/год [6];

$T_{нл.уч.ЛЭП}$ – время планового простоя для линии за СП, ч/год.

Эффект секционирования для каждой намеченной точки установки СП от сокращения плановых перерывов $\mathcal{E}_{Спл}$, руб./год [88]:

$$\mathcal{E}_{Спл} = \frac{Y_{суч.ЛЭПрем} \cdot T_{нл.уч.ЛЭП}}{T_{нл.ЛЭП}}, \quad (5.14)$$

Суммарный эффект можно определить как сумму эффектов для каждой намечаемой точки секционирования по формуле [88]:

$$\mathcal{E}_{\text{сум}} = \mathcal{E}_{\text{ЭК}} + \mathcal{E}_{\text{С.пл}} \quad (5.15)$$

В качестве примера применения устройства СПАВР в режиме секционирующего пункта рассмотрим схему электроснабжения сельскохозяйственных объектов с. Путимец Орловского района представленную на рисунке 5.1 [88]. Для приведенной схемы электроснабжения определили зону чувствительности защитного аппарата ЛЭП 0,4 кВ по разработанной методике, представленной в 2-ой главе диссертации.

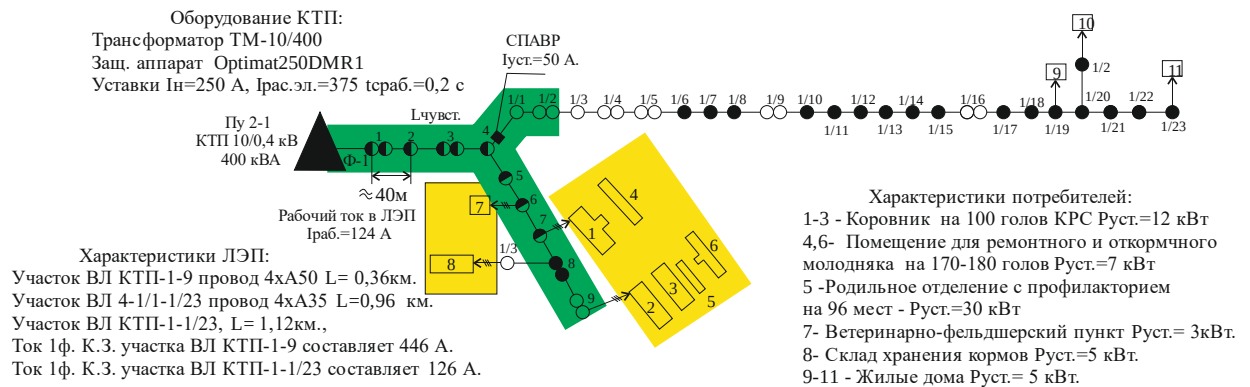


Рисунок 5.1 – Расчетная схема по выбору места установки СПАВР по условию обеспечения зоны чувствительности защитного аппарата в ЛЭП 0,4 кВ.

Индекс (частота) отказов воздушных линий электропередачи определён в 1-й главе диссертации и составляет 27,9-34 1/100км·год для рассматриваемой сети Орловского РЭС.

Найдем общее количество недоотпущенной электроэнергии потребителям фидера №1 питающихся от КТП 10/0,4 кВ Пу 2-1 рисунок 5.1 при отсутствии СПАВР по формулам (5.9 – 5.11):

$$K_L = \frac{27,9}{100} \cdot 1,32 = 0,36, \text{ принимаем равным } 0,4 \text{ раз./год,}$$

$$T_{в.лэп} = 0,4 \cdot 5,86 = 2,158 \text{ ч/год.}$$

При установке СПАВР мощность, которая находится за СПАВР, составит 15 кВт. Тогда по формулам (5.9–5.11) найдем общее количество недоотпущенной электроэнергии потребителям при установке СПАВР:

$$K_L = \frac{27,9}{100} \cdot 0,96 = 0,26, \text{ принимаем равным } 0,3 \text{ раз./год,}$$

$$T_{\text{в.ЛЭП.уч.2}} = 0,3 \cdot 5,86 = 1,758 \text{ ч/год.}$$

Размер сокращения недоотпуска электроэнергии потребителям зависит от количества и мощности потребителей на участке, а также от места установки СПАВР (СМ) и вероятности возникновения аварии на имеющей данное устройство линии.

Сначала определим максимально возможный ликвидируемый ущерб электросетевой компании при сокращении недоотпуска электроэнергии потребителям, подключенным до СПАВР фидер №1 КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 рисунок 5.1 по формуле (5.8):

$$V_{\text{ЭК}} = 8 \cdot \frac{103 \cdot 2500 \cdot 2,158}{8760} - 2,8 \cdot \frac{15 \cdot 900 \cdot 1,758}{8760} = 499,9 \text{ руб./год.}$$

Соответственно, при большей мощности, подключенной к ЛЭП, ущерб будет иметь большее значение.

Сокращение недоотпуска при проведении плановых ремонтов в ЛЭП 0,4 кВ. По данным электросетевой компании время планового отключения для обслуживания ВЛ 0,4 кВ составляет в среднем 1,32 ч/год на 1 км линии [63].

Определим время перерыва электроснабжения при плановом простое по формуле (5.16):

$$T_{\text{пл.ЛЭП}i} = L_{\text{ЛЭП}i} \cdot T_{\text{пл.о}}, \text{ ч/год,} \quad (5.16)$$

где $L_{\text{ЛЭП}i}$ – протяженность i -го участка ЛЭП, км;

$T_{\text{пл.о}}$ – плановое время отключения, ч/км.

Определим время планового простоя для фидера №1 подключённого к КТП Пу2-1 рисунок 5.1 по формуле (5.16):

$$T_{пл.ЛЭПФ-1} = 1,12 \cdot 1,32 = 1,47 \text{ ч/год.}$$

Определим по формуле (5.12) ущерб от недоотпуска электроэнергии при плановых перерывах электроэнергии в ЛЭП 0,4 кВ для электросетевой компании без применения СП:

$$Y_{пл.ЛЭП} = 8 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 1,47}{8760} + 2,8 \cdot \frac{15 \cdot 1200 \cdot 1,47}{8760} = 303,7 \text{ руб./год.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии при перерывах электроэнергии в ЛЭП 0,4 кВ для электросетевой компании с применением СП точке ЛЭП между опорами 4 и 1/1 рисунок 5.1 определим по формулам (5.12, 5.16) ущерб от плановых перерывов:

$$T_{пл.ЛЭП.СПуч.2} = 1,32 \cdot 0,96 = 1,26 \text{ ч/год,}$$

$$Y_{пл.ЛЭП.СП} = 2,8 \cdot \frac{15 \cdot 900 \cdot 1,26}{8760} = 5,43 \text{ руб./год.}$$

Эффект секционирования для намеченной точки установки СП от сокращения плановых перерывов для электросетевой компании $\mathcal{E}_{Спл.}$, руб./год:

$$\mathcal{E}_{Спл.} = Y_{ЛЭП} - Y_{ЛЭП.СП} = 303,7 - 7,24 = 296,4 \text{ руб./год.}$$

Тогда суммарный годовой эффект от сокращения недоотпуска электроэнергии составит при применении СПАВР в режиме работы секционирующего пункта:

$$\mathcal{E}_{Г.СП} = Y_{ЭК} + \mathcal{E}_{Спл.} = 499,9 + 296,4 = 796,3 \text{ руб./год.}$$

Поскольку СПАВР имеет функцию автоматического ввода резерва, то рассмотрим возможность резервирования сельскохозяйственных потребителей, подключенных к фидеру №1 КТП 10/0,4 кВ Пу2-1, от ближайшей КТП 10/0,4 кВ Пуб-1 рисунок 5.2.

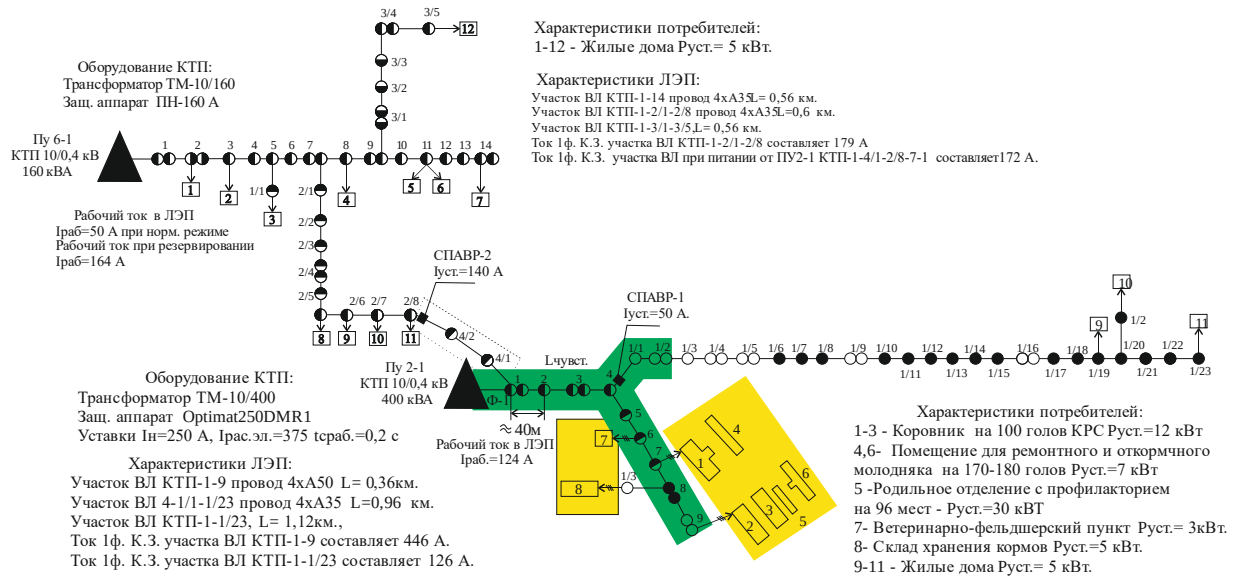


Рисунок 5.2- Схема реализации сетевого АВР с применением СПАВР

Для реализации сетевого АВР необходимо дополнительно достроить ЛЭП 0,4 кВ протяжённостью 100 метров сечением провода 50 мм², а также оснастить дополнительным оборудованием УСБОТ-ПК(К) (устройство сигнализации и блокировки от обратной трансформации) [19] комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ Пу2-1 и Пу6-1. Капитальные затраты на реализацию сетевого резервирования с применением СПАВР приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Капитальные затраты на реализацию сетевого АВР с применением СПАВР [23]

№	Наименование оборудования	Стоимость ед. руб.	Количество, ед.	Общая стоимость, руб.
1	ВЛИ 0,4 кВ, СИП2 3х50+1х50,	958 т.руб./1 км.	0,07 км	67060
2	Пункт СПАВР	100228,7 руб./шт.	1 шт.	100228,7
3	УСБОТ-ПК(К)	15000 руб./шт.	2 шт.	30000
ИТОГО				197288,7

Рассмотрим ликвидируемый ущерб при аварийных и плановых перерывах КТП 10/0,4 кВ, определим время перерыва при аварийном отказе трансформатора КТП 10/0,4 кВ по формуле (5.17):

$$T_{ав.ТП} = \omega \cdot T_B, \text{ час}, \quad (5.17)$$

где ω - параметр потока отказов, 1/год (для трансформаторов мощностью до 2,5 МВт составляет 0,016 1/год) [91];

T_B - среднее время восстановления, ч (для трансформаторов мощностью до 2,5 МВт среднее время восстановления составляет 50 часов) [91].

Время перерыва при аварийном отказе трансформатора КТП 10/0,4 кВ ПУ2-1 находим по формуле (5.17):

$$T_{ав.КТП\text{Пу}2-1} = 0,016 \cdot 50 = 0,8, \text{ ч/год.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии при аварийных перерывах электроэнергии при обслуживании КТП Пу2-1 для электросетевой компании при отсутствии АВР по формуле (5.13):

$$Y_{ав.КТП\text{Пу}2-1} = 8 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 0,8}{8760} + 2,8 \cdot \frac{15 \cdot 1200 \cdot 0,8}{8760} = 165,3, \text{ руб./год.}$$

Время перерыва при аварийном отказе трансформатора КТП 10/0,4 кВ ПУ6-1 находим по формуле (5.17):

$$T_{ав.КТП\text{Пу}6-1} = 0,016 \cdot 50 = 0,8, \text{ ч/год.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии при аварийных перерывах электроэнергии при обслуживании КТП Пу6-1 для электросетевой компании при отсутствии АВР по формуле (5.13):

$$Y_{ав.КТП\text{Пу}6-1} = 2,8 \cdot \frac{60 \cdot 1200 \cdot 0,8}{8760} = 18,4 \text{ руб./год.}$$

Определим время перерыва электроснабжения при плановом простое для силовых трансформаторов КТП 10/0,4кВ по формуле:

$$T_{пл.КТП} = \mu_{пл.КТП} \cdot T_{рт}, \text{ ч/год}, \quad (5.17)$$

где $\mu_{\text{пл.КТП}}$ – частота плановых ремонтов, 1/год (для трансформаторов мощностью до 2,5 МВт частота текущих ремонтов составляет 0,25 на 1 шт./год) [91];

$T_{\text{рт}}$ - продолжительность плановых ремонтов, час/шт. (для трансформаторов мощностью до 2,5 МВт продолжительность текущих ремонтов составляет 6 час/год на 1 трансформатор) [91].

Время перерыва электроснабжения при плановом простое для КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 определяем по формуле (5.17):

$$T_{\text{пл.КТП Пу2-1}} = 0,25 \cdot 6 = 1,5 \text{ ч/год.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии при плановых перерывах электроэнергии при обслуживании КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 для электросетевой компании при отсутствии АВР по формуле (5.12):

$$Y_{\text{пл.КТП Пу2-1}} = 8 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 1,5}{8760} + 2,8 \cdot \frac{15 \cdot 1200 \cdot 1,5}{8760} = 309,9 \text{ руб./год.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии при плановых перерывах электроэнергии при обслуживании КТП 10/0,4 кВ Пу6-1 для электросетевой компании при отсутствии АВР по формуле (5.12):

$$Y_{\text{пл.КТП Пу6-1}} = 2,8 \cdot \frac{60 \cdot 1200 \cdot 1,5}{8760} = 34,5 \text{ руб./год.}$$

Годовой экономический ликвидируемый ущерб от установки СПАВР в точке между опорами 2/8-4/2 рисунок 5.2 в режиме работы АВР составит:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{Г.АВР}} &= Y_{\text{ав.КТП Пу2-1}} + Y_{\text{ав.КТП Пу6-1}} + Y_{\text{пл.КТП Пу2-1}} + Y_{\text{пл.КТП Пу6-1}} = \\ &= 165,3 + 18,4 + 309,9 + 34,5 = 528,1 \text{ руб./год.} \end{aligned}$$

Суммарный годовой эффект от внедрения СПАВР в качестве СП и устройства АВР для электросетевой компании составит:

$$\mathcal{E}_{\text{эк.сумм.СПАВР}} = \mathcal{E}_{\text{Г.СП}} + \mathcal{E}_{\text{Г.АВР}} = 796,2 + 511,5 = 1324,3 \text{ руб./год.}$$

Зависимость ликвидируемого ущерба электросетевой компании от размера сокращения недоотпуска электроэнергии показана на рисунке 5.3.

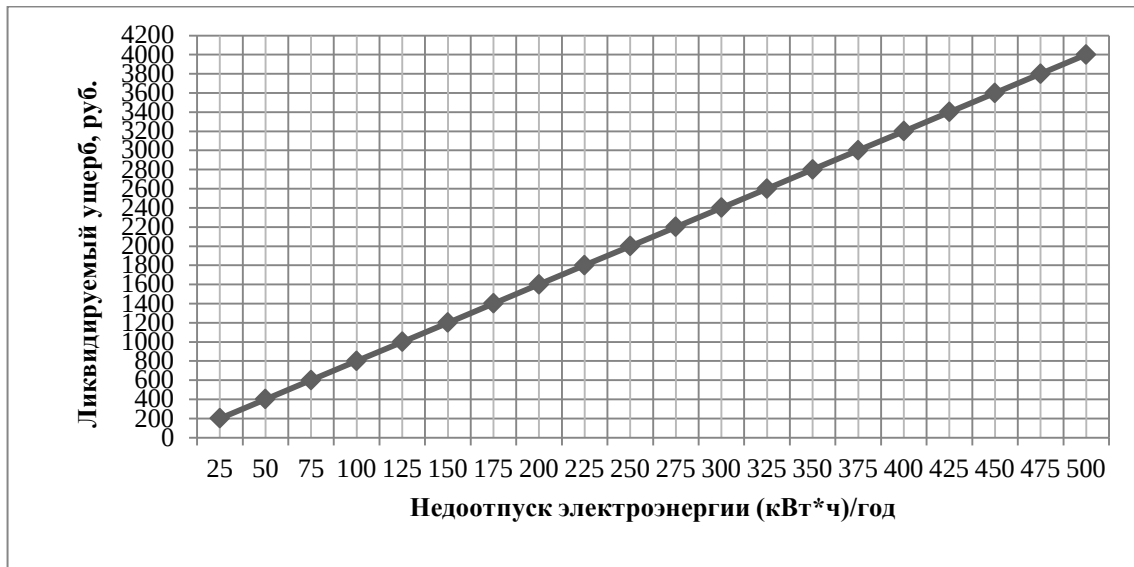


Рисунок 5.3 – Зависимость ликвидируемого ущерба электросетевой компании от сокращения недоотпуска электроэнергии потребителям

Для потребителей электроэнергии экономический эффект заключается в повышении надежности их электроснабжения. Они не несут финансовых затрат на приобретение и установку СПАВР, и при этом частично сокращается время перерывов в электроснабжении.

Таким образом, потребитель не терпит ущерб от перерывов ввиду того, что не прекращается выпуск продукции (для производственных и сельскохозяйственных потребителей), не происходит нарушения технологического процесса и не портится продукция.

Ликвидируемый ущерб для потребителей электроэнергии определяется по формуле:

$$Y_{n, \text{ЛЭП}i} = y_0 \cdot \Delta W_{\text{ЛЭП}i} = y_0 \cdot \frac{P_{\text{МЛЭП}i} \cdot T_{\text{МЛЭП}i} \cdot T_{\text{в, ЛЭП}}}{8760} \text{ руб./год}, \quad (5.18)$$

где y_0 - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии для потребителя при плановых ремонтах ЛЭП, руб./кВт·ч составит 4,5 долларов (330 руб.) [104];

$\Delta W_{\text{ЛЭП}i}$ - недоотпуск электроэнергии i -м потребителю при плановых ремонтах, кВт·ч/год;

$P_{\text{МЛЭП}i}$ - максимальная нагрузка i -го потребителя, кВт;

$T_{млэпi}$ – время использования максимальной нагрузки i -м потребителем, ч/год [6];

$T_{в.лэп}$ – время восстановления ЛЭП линии, ч/год.

Найдем максимально возможный ликвидируемый ущерб для сельскохозяйственных потребителей рисунок 5.1 по формуле (5.18):

$$Y_n = 330 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 2,158}{8760} = 17884,8 \text{ руб./год.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии при плановых перерывах электроэнергии в ЛЭП 0,4 кВ для сельскохозяйственных потребителей без применения СП по формуле (5.18):

$$Y_{лэп.пл.п} = 330 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 1,32}{8760} = 10939,7 \text{ руб.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии при перерывах электроэнергии в ЛЭП 0,4 кВ для сельскохозяйственных потребителей с применением СП точке ЛЭП между опорами 4 и 1/1 рисунок 5.1, так как за СП находятся жилые дома, поэтому примем ущерб равный нулю.

Эффект секционирования для намеченной точки установки СП от сокращения плановых перерывов для сельскохозяйственных потребителей $\mathcal{E}_{сп.лэп.п}$, руб./год:

$$\mathcal{E}_{сп.лэп} = Y_n + Y_{лэп.пл.п} = 17884,8 + 10939,7 = 28824,5 \text{ руб./год.}$$

Рассмотрим возможный ликвидируемый ущерб для сельскохозяйственных потребителей при применении СПАВР в режиме работы АВР при установке пункта в точке между опорами 2/8-4/2 рисунок 5.2. При аварийном и плановом отключении трансформатора КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 в этом случае питание будет осуществляться от КТП 10/0,4 кВ Пу6-1. Определим ликвидируемый ущерб при аварийном отключении трансформатора КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 по формуле (5.18):

$$Y_{п.ав.КТП Пу2-1,с/х} = 330 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 0,8}{8760} = 6630,1 \text{ руб./год.}$$

Определим возможный ликвидируемый ущерб от недоотпуска электроэнергии при плановых перерывах электроэнергии для КТП Пу 2-1 для сельскохозяйственных потребителей без применения СПАВР по формуле (5.18):

$$Y_{\text{п.пл.КТП Пу2-1,с/х}} = 330 \cdot \frac{88 \cdot 2500 \cdot 1,5}{8760} = 12431,5 \text{ руб.}$$

Эффект от ликвидации ущерба от аварийных и плановых отключений трансформатора КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 для сельскохозяйственных потребителей рисунок 5.2:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{п.сумм.АВР}} &= Y_{\text{п.ав.КТП Пу2-1,с/х}} + Y_{\text{п.пл.КТП Пу2-1,с/х}} = 6630,1 + 12431,5 = \\ &= 19061,6 \text{ руб./год.} \end{aligned}$$

Суммарный эффект для намеченных точек установки двух устройств СПАВР в режиме СП и АВР рисунок 5.2, при ликвидации ущерба от недоотпуска электроэнергии при аварийных и плановых отключениях КТП 10/0,4 кВ Пу2-1 для сельскохозяйственных потребителей составит:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{п.сумм.СПАВР}} &= \mathcal{E}_{\text{СП.ЛЭП.п}} + \mathcal{E}_{\text{п.сумм.АВР}} = 28824,5 + 119061,6 = \\ &= 47886,1 \text{ руб./год.} \end{aligned}$$

Зависимость ликвидируемого ущерба сельскохозяйственных потребителей от размера сокращения недоотпуска электроэнергии представлена на рисунке 5.4.

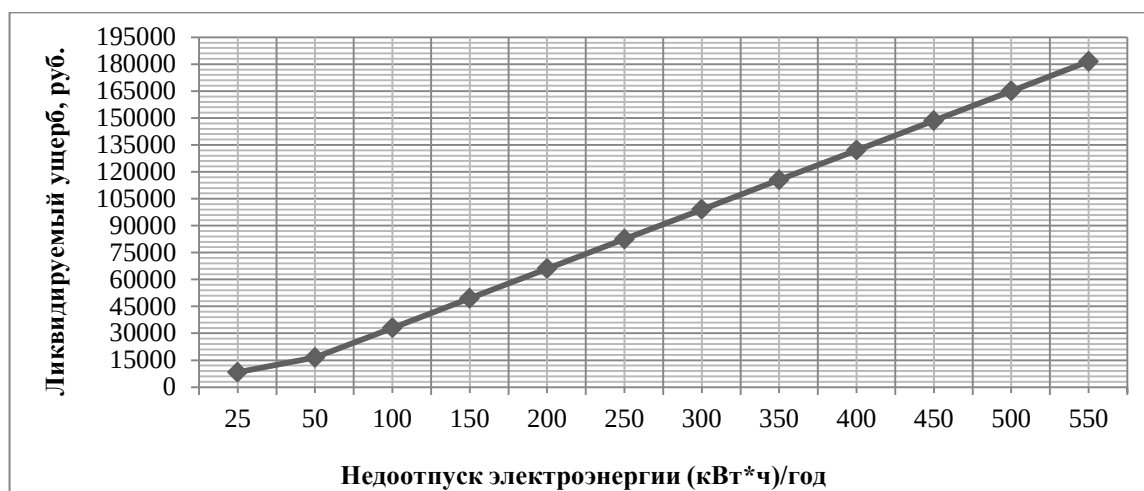


Рисунок 5.4 – Зависимость ликвидируемого ущерба потребителей от сокращения недоотпуска электроэнергии

Определим годовой экономический эффект от внедрения 2-х пунктов СПАВР с режимом работы в качестве СП и АВР рисунок 5.2

Годовой экономический эффект определяется по формуле (5.13):

$$\Gamma_{\text{э}} = (\mathcal{E}_{\text{эк.сумм.СПАВР}} + \mathcal{E}_{\text{н.сумм.СПАВР}}) - \mathcal{E} . \quad (5.19)$$

Найдем годовой экономический эффект при сокращении ликвидируемого ущерба по формуле (5.19):

$$\Gamma_{\text{э}} = (1324,7 + 47886,1) - 12388 = 36822,8 \text{ руб./год.}$$

Определим срок окупаемости при использовании СПАВР (СМ) по формуле:

$$T_{\text{по}} = K / \Gamma_{\text{э}} , \quad (5.20)$$

где $T_{\text{по}}$ – срок окупаемости, лет.

Найдем срок окупаемости при сокращении ущерба от недоотпуска электроэнергии и ликвидируемого ущерба для потребителей по формуле (5.20):

$$T_{\text{по}} = \frac{297517,4}{36822,8} = 8,1 \text{ года,}$$

Расчеты технико-экономического обоснования представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Результаты технико-экономического расчета

Показатели	Ед.изм.	СПАВР (СМ)
Капитальные вложения	руб.	297517,4
Эксплуатационные издержки	руб./год	12388
Годовой экономический эффект	руб./год	36822,8,8
Срок окупаемости	лет	8,1

Определим ликвидируемый недоотпуск электроэнергии, при котором установка СПАВР окупается за 7 лет исходя из того, что при этом экономический эффект должен составлять:

$$\mathcal{E}_{\Gamma 7} = \frac{K}{7} = \frac{100228,7}{7} = 14318,4 \text{ руб./год.}$$

Суммарный ликвидируемый ущерб для электросетевой компании и потребителей при этом:

$$Y_{\Sigma 7} = \Xi_{Г7} + \Xi = 14318,4 + 6194 = 20512,4 \text{ руб./год.}$$

Соотношение эффектов для электросетевой компании и потребителей составляет:

$$k = \frac{T}{B_y} = \frac{8}{330} = 0,024.$$

Таким образом, эффект для электросетевой компании в год должен составлять:

$$Y_{эк7} = Y_{\Sigma 7} \cdot k = 20512,4 \cdot 0,024 = 497,3 \text{ руб./год,}$$

а для потребителей:

$$Y_{П7} = Y_{\Sigma 7} \cdot (1-k) = 20512,4 \cdot (1-0,024) = 20463,2 \text{ руб./год.}$$

Тогда ликвидируемый недоотпуск электроэнергии, при котором установка СПАВР окупится, составит:

$$K_{НЭ7} = \frac{Y_{П7}}{B_y} = \frac{20463,2}{330} = 62,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Мощность потребителей, находящихся на участке ЛЭП до СПАВР при этом составляет:

$$P_{П7} = \frac{K_{НЭ7}}{T_B} = \frac{62,1}{1,758} = 35,3 \text{ кВт.}$$

Таким образом, можно сделать вывод, что при капитальных вложениях 100228,7 руб. в установку СПАВР, данное устройство окупится за 7 лет при мощности нагрузки 35,3 кВт, подключенной до СП в рассматриваемой ЛЭП. При снижении стоимости СПАВР, при росте тарифов на электроэнергию, или удельных ущербов для потребителей, срок окупаемости снизится при этой мощности, или снизится мощность, при которой достигается приемлемый срок окупаемости. То есть технико-экономическое обоснование применения СПАВР необходимо проводить для конкретных ЛЭП 0,4 кВ. При реконструкции ЛЭП можно проводить обоснование по методике, приведённой во 2-й главе диссертации. На рисунке 5.5 представлен график зависимости срока окупаемости

СПАВР от суммы ущерба в случае недоотпуска электроэнергии потребителям при капитальных вложениях 100228,7 руб., эксплуатационных издержках 6194 руб. и тарифе на электроэнергию для сельскохозяйственных потребителей 8 руб./кВт·ч.

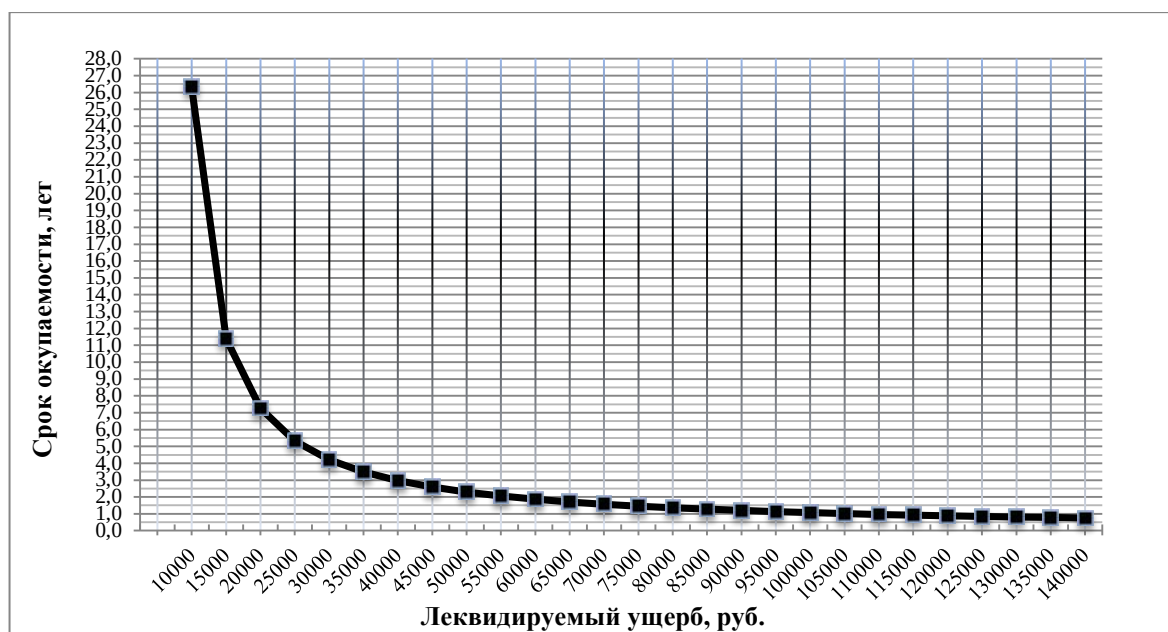


Рисунок 5.5 – Зависимость срока окупаемости СПАВР (СМ) от суммы ликвидируемого ущерба в случае недоотпуска электроэнергии потребителям

На данном графике следует обратить внимание на отрезок ликвидируемого ущерба более 20512 руб., так как именно при данном ущербе срок окупаемости меньше нормативного (т.е. <7 лет – для нового оборудования), следовательно, применение в сельских электрических сетях секционирующего пункта с функцией АВР и микроконтроллерным блоком управления (СПАВР) можно считать экономически целесообразным.

5.4 Выводы по главе

В данном разделе произведено технико-экономическое обоснование применения разработанного секционирующего пункта с функцией АВР и микроконтроллерным блоком управления.

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод о том, что применение СПАВР в существующих системах электроснабжения является экономически целесообразным при определённых условиях. Получена зависимость срока окупаемости СПАВР от величины ликвидируемого ущерба недоотпуска электроэнергии потребителям при капитальных вложениях в размере 100228,7 руб. и эксплуатационных издержках стоимостью 6194 руб. Срок окупаемости в 7 лет достигается при ликвидируемом ущербе более 20512 тыс. руб./год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе дано новое решение актуальной задачи разработки пунктов секционирования и резервирования сельских линий электропередачи 0,4 кВ. Основные результаты теоретических и экспериментальных исследований сводятся к следующему:

1. Выполнен анализ параметров конфигурации сельских электрических сетей 0,4 кВ, анализ надёжности электроснабжения сельских потребителей на примере Орловского района электрических сетей, показавший, что более 95% ЛЭП радиальные с отпайками, средняя протяженность ЛЭП 0,4 кВ составляет $0,965 \pm 0,07$ км, количество линий, подключенных к одной секции шин трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ 3 ± 1 , преимущественно линий 0,4 кВ выполнены сечением провода 25-35 мм². Поток отказов ЛЭП 0,4 кВ за анализируемый период достигает 23-38 год⁻¹/100 км.

2. Разработана методика выбора количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования. Методика позволяет вычислять максимальное расстояние до места установки СПАВР в ЛЭП 0,4 кВ по критерию чувствительности защитных аппаратов, рационализировать выбор места по критериям надёжности электроснабжения и обосновывать его по технико-экономическим критериям. Разработан компьютерный программный продукт, позволяющий автоматизировать процесс вычислений. Расчёты показали, что при использовании пунктов секционирования и резервирования возможно сокращение перерывов в электроснабжении и времени плановых отключений на 15-50%, в количественном выражении сокращение перерывов в электроснабжении составит 0,4-1,07 ч/год, времени плановых отключений составит 0,21-0,73 ч/год.

3. Анализ показал необходимость разработки новых способов совершенствования секционирования и резервирования сельских ЛЭП 0,4 кВ. Разработаны оригинальные способы и алгоритмы, позволяющие осуществлять отключение пункта АВР (СПАВР в режиме АВР) при восстановлении нормального режима работы сети и осуществлять запрет включения на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи. Способы основаны

на контроле параметров сети в точке установки устройств секционирования, в том числе направления потока мощности через СПАВР. На способы и устройства получены патенты на изобретения.

4. Разработан экспериментальный образец пункта секционирования и резервирования сельских линий электропередачи 0,4 кВ. Экспериментальный образец оснащён разработанным микроконтроллерным блоком управления секционирующим пунктом (МБУСП-1). Данное устройство позволяет наладить двухстороннюю связь с обслуживающим персоналом, может быть интегрировано в систему телемеханики электрических сетей, ведет постоянный контроль основных параметров режимов работы ЛЭП 0,4 кВ и самого устройства. Лабораторные испытания показали работоспособность экспериментального образца устройства и применимость разработанных способов секционирования и резервирования ЛЭП 0,4 кВ.

5. Выполнено технико-экономическое обоснование внедрения в электрические сети СПАВР. Получена зависимость срока окупаемости СПАВР от величины ликвидируемого ущерба недоотпуска электроэнергии потребителям при капитальных вложениях в размере 100228,7 руб. и эксплуатационных издержках стоимостью 6194 руб. Срок окупаемости в 7 лет достигается при ликвидируемом ущербе более 20512 тыс. руб./год.

Рекомендации и предложения производству. Полученные в ходе исследования результаты рекомендуется применять при реконструкции и новом строительстве воздушных ЛЭП 0,4 кВ.

Перспективы дальнейших исследований. Перспективой дальнейших исследований является усовершенствование конструкции и алгоритмов работы секционирующих пунктов с функцией автоматического ввода резерва 0,4 кВ, исследование эксплуатационных характеристик и повышении надежности работы секционирующих пунктов с функцией автоматического ввода резерва 0,4 кВ, разработка новых и дальнейшее совершенствование предложенных методов управления секционирующих пунктов с функцией автоматического ввода резерва 0,4 кВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ количества и причин отключений в электрических сетях 0,38...10 кВ / А. Н. Васильев, А. В. Виноградов, А. В. Виноградова [и др.] // Инновации в сельском хозяйстве. — 2018. — № 4 (29). — С. 8–18. — EDN YQVOQR.
2. Анищенко, В. А. Основы надежности систем электроснабжения : пособие для студентов специальности «Электроснабжение» / В. А. Анищенко, И. В. Колосова. — Минск : БНТУ, 2008. — 151 с.
3. Большев, В. Е. Конфигурация среднестатистической сельской электрической сети 0,38 кВ / В. Е. Большев, А. В. Виноградов // Инновации в сельском хозяйстве. — 2019. — № 1 (30). — С. 117–124. — EDN HKWPIZ.
4. Бородин, М. В. Обоснование энергоэффективного сечения линий электропередач при отклонениях напряжения $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ / М. В. Бородин, Н. С. Урюпин // Вестник НГИЭИ. — 2018. — № 2 (81). — С. 20–29. — EDN YQGTDY.
5. Бородин, М. В. Организация и управление деятельностью энергослужб : курсовое и дипломное проектирование / М. В. Бородин, А. Е. Семенов. — Орел : Орловский государственный аграрный университет имени Н. В. Парахина, 2017. — 82 с. — EDN ZHFRWN.
6. Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. — М. : Колос, 2000. — 536 с.
7. Виноградов, А. В. Актуальность разработки новых средств автоматизации в сельских электрических сетях 0,38...10 кВ / А. В. Виноградов, И. О. Голиков, К. В. Лякишев // Физика и современные технологии в АПК : материалы IX Междунар. молодежной науч.-практ. конф., Орёл, 07–08 дек. 2017 г. — Орёл : Орловский государственный аграрный университет имени Н. В. Парахина, 2017. — С. 318–321. — EDN YLKHPV.
8. Виноградов, А. В. Анализ времени восстановления электроснабжения сельских потребителей при отказах в линиях электропередачи / А. В. Виноградов,

А. Е. Семенов, А. Н. Синяков // Инновации в АПК: проблемы и перспективы. — 2017. — № 1 (13). — С. 12–22. — EDN YULSCJ.

9. Виноградов, А. В. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснование мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей / А. В. Виноградов, Р. А. Перьков // Вестник НГИЭИ. — 2015. — № 12 (55). — С. 12–21. — EDN VNJVBXX.

10. Виноградов, А. В. Анализ потребления электроэнергии сельским населением на примере Орловской области / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова // Актуальные вопросы энергетики в АПК : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, Благовещенск, 15 февр. 2018 г. / отв. ред. О. А. Пустовая. — Благовещенск : Дальневосточный государственный аграрный университет, 2018. — С. 21–23. — EDN XRZZRZ.

11. Виноградов, А. В. К определению эффективности систем электроснабжения / А. В. Виноградов // Вестник НГИЭИ. — 2017. — № 7 (74). — С. 26–35. — EDN ZBJYCD.

12. Виноградов, А. В. Контроль работы пунктов сетевого АВР / А. В. Виноградов, С. М. Астахов // Механизация и электрификация сельского хозяйства. — 2008. — № 1. — С. 20а–22. — EDN IJONBJ.

13. Виноградов, А. В. Новые мультиконтактные коммутационные системы и построение на их базе структуры интеллектуальных распределительных электрических сетей / А. В. Виноградов // Агротехника и энергообеспечение. — 2018. — № 3 (20). — С. 7–20. — EDN YLQPLN.

14. Виноградов, А. В. Повышение надежности электроснабжения сельских потребителей посредством секционирования и резервирования линий электропередачи 0,38 кв : монография / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова. — Орел : ОрелГАУ, 2016. — 281 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/91688> (дата обращения: 04.09.2026). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

15. Виноградов, А. В. Применение мультиконтактных коммутационных систем с мостовой схемой и четырьмя выводами в схемах электроснабжения

потребителей и кодирование возникающих при этом ситуаций / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. А. Марин // Вестник НГИЭИ. — 2019. — № 3 (94). — С. 41–50. — EDN ZBEUKL.

16. Виноградов, А. В. Применение мультиконтактных коммутационных систем в схемах электроснабжения потребителей и кодирование возникающих при этом ситуаций / А. В. Виноградов, А. А. Лансберг, А. И. Псарев // Современная молодежь — исследователи XXI века : материалы IV Междунар. студ. науч.-практ. конф. (21 марта 2019 г., пос. Стрелецкий). — Орёл : Бюджетное учреждение Орловской области дополнительного профессионального образования «Институт развития образования», 2019. — С. 281–282.

17. Виноградов, А. В. Принципы управления конфигурацией сельских электрических сетей и технические средства их реализации / А. В. Виноградов. — Орел : ООО Полиграфическая фирма «Картуш», 2022. — 392 с. — ISBN 978-5-9708-0861-0. — EDN DOFZZD.

18. Виноградов, А. В. Пункт сетевого автоматического включения резерва для электрических сетей 0,38 кВ / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. В. Евстратов // Актуальные проблемы в энергетике и агропромышленном комплексе : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Благовещенск, 10 апр. 2015 г.). — Благовещенск : ДальГАУ, 2015. — С. 37–44.

19. Виноградов, А. В. Разработка принципов управления конфигурацией сельских электрических сетей и технических средств их реализации : дис. ... д-ра техн. наук : 05.20.02. — Москва, 2021. — 527 с.

20. Виноградов, А. В. Секционирующий пункт для линий электропередач 0,38 кВ / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова // Техника в сельском хозяйстве. — 2014. — № 5. — С. 4–6.

21. Виноградов, А. В. Системы интеллектуализации распределительных электрических сетей / А. В. Виноградов, В. Е. Большев, А. В. Виноградова // Информационные технологии, системы и приборы в АПК : материалы 7-й Междунар. науч.-практ. конф. «Агроинфо-2018». — 2018. — С. 443–447.

22. Виноградов, А. В. Сокращение времени восстановления электроснабжения сельских потребителей при отказах в линиях электропередачи за счет применения средств секционирования и резервирования / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, Ю. И. Лукьянов, Л. Н. Шакина // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Випуск 186 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». — Харків : ХНТУСГ, 2017. — С. 26–30.

23. Виноградов, А. В. Способ и устройство для предотвращения обратной трансформации на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ при несанкционированной подаче напряжения в сеть 0,4 кВ / А.В. Виноградов, А.А. Панфилов, А.С. Бредихин, С.А. Канюс, М.В. Бородин, А.В. Виноградова, А.В. Букреев, В.Е. Большев, А.И. Псарев, Ю.Б. Рыженков, А.А. Лансберг // Промышленная энергетика. — 2020. — № 7. — С. 56–62. — DOI 10.34831/EP.2020.34.65.067. — EDN PSTKSD.

24. Виноградов, А. В. Сравнительный анализ надежности электроснабжения по районам электрических сетей / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, И. Д. Скитёва, А. А. Панфилов // Инновации в сельском хозяйстве. — 2018. — № 3 (28). — С. 39–46.

25. Виноградов, А. В. Техничко-економическое обоснование применения секционирующих пунктов для линий электропередач напряжением 0,38 кВ / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова // Автоматизированный электропривод и автоматика : сборник докладов Всерос. науч.-практ. конф. (1–4 июля 2014 г.). — Липецк : Изд-во Липецкого государственного технического университета, 2014. — С. 68–73.

26. Виноградова, А. В. Анализ плановых и аварийных отключений в сельских электрических сетях 0,4 кВ / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. — 2024. — Т. 71, № 3 (56). — С. 44–51. — DOI 10.22314/2658-4859-2024-71-3-44-51. — EDN VRFTOI.

27. Виноградова, А. В. Выбор количества и места установки секционирующих пунктов по критерию надежности электроснабжения / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов, А. И. Псарёв, А. Н. Хархардин, А. А. Лансберг // Агротехника и энергообеспечение. — Орел : Изд-во ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, 2019. — № 3 (24). — С. 28–38.

28. Виноградова, А. В. Запрет автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи 0,4 кВ / А. В. Виноградова, А. И. Псарев // Вестник НГИЭИ. — 2020. — № 4(107). — С. 44–54. — EDN IPKPCZ.

29. Виноградова, А. В. Микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом 0,38 кВ / А. В. Виноградова, А. А. Панфилов, А. В. Виноградов, Ю. И. Лукьянов, А. И. Псарёв // Вести высших учебных заведений Черноземья. — 2019. — № 2. — С. 3–6.

30. Виноградова, А. В. Модернизация пункта секционирования электрических сетей 0,38 кВ с учетом использования в качестве коммутационного аппарата вакуумного контактора LSM/TEL / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов, А. В. Константинов, С. Н. Якунин // Инновации в сельском хозяйстве. — 2015. — № 2 (12). — С. 67–71.

31. Виноградова, А. В. Обоснование применения средств секционирования и резервирования сельских электрических сетей 0,4 кВ, совмещённых в одном устройстве / А. В. Виноградова // Актуальные вопросы энергетики в АПК : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Благовещенск, 27 февр. 2019 г.). — Благовещенск : Изд-во Дальневосточного гос. аграрного ун-та, 2019. — С. 106–109.

32. Виноградова, А. В. Обоснование применения средств секционирования и резервирования сельских электрических сетей 0,4 кВ, совмещённых в одном устройстве / А. В. Виноградова, А. С. Сухинин // Актуальные вопросы энергетики в АПК : Материалы всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Благовещенск, 27 февраля 2019 года / Ответственный редактор О. А. Пустовая, редактор Е. С.

Дубкова. – Благовещенск: Дальневосточный государственный аграрный университет, 2019. – С. 105-108. – EDN RWNCJI.

33. Виноградова, А. В. Повышение надежности линий электропередач 0,38 кВ посредством их секционирования / А. В. Виноградова, С. В. Блинов // Вести высших учебных заведений Черноземья. — 2014. — № 3.

34. Виноградова, А. В. Признаки необходимости секционирования и резервирования линий электропередачи 0,4 кВ / А. В. Виноградова, А. И. Псарёв // Физика и современные технологии в АПК : материалы XI Всерос. молодежной конф. молодых ученых, студентов и школьников с междунар. участием. — Орел, 2020. — С. 553–558.

35. Виноградова, А. В. Применение секционирования линий электропередачи 0,38 кВ для повышения надежности электроснабжения сельских потребителей / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов, А. В. Константинов // Инновации в АПК: проблемы и перспективы. — 2016. — № 2 (10). — С. 12–27.

36. Виноградова, А. В. Секционирование и резервирование линий электропередач 0,38 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей : дис. ... канд. техн. наук : 05.20.02 / Виноградова Алина Васильевна ; [Место защиты: Всерос. науч.-исслед. ин-т электрификации сел. хоз-ва]. — Орел, 2015. — 230 с. : ил.

37. Виноградова, А. В. Статистическая характеристика сельских электрических сетей / А. В. Виноградова // Агротехника и энергообеспечение. — 2014. — № 1 (1). — С. 419–423.

38. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 : конспект лекций / А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Т. М. Чупак. — Красноярск : ИПК СФУ, 2008. — URL: http://bkpt.osu.ru/ckeditor_assets/attachments/3393/lekcii.pdf (дата обращения: 04.09.2026).

39. Голиков, И. О. Адаптивное автоматическое регулирование напряжения в сельских электрических сетях 0,38 кВ / И. О. Голиков, А. В. Виноградов. — Орел : Орловский государственный аграрный университет

имени Н. В. Парахина, 2017. — 160 с. — ISBN 978-5-93382-308-7. — EDN VXEIJL.

40. ГОСТ 29322-2014. Напряжения стандартные. — М. : Стандартиформ, 2015. — 22 с.

41. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М. : Стандартиформ, 2014. — 20 с.

42. ГОСТ 8.401-80. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Классы точности средств измерений. Общие требования. — М. : Стандартиформ, 2010. — 11 с.

43. ГОСТ Р 51749-2001. Энергосбережение. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация. — М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. — 59 с.

44. ГОСТ Р 56427-2015. Пайка электронных модулей радиоэлектронных средств. Автоматизированный смешанный и поверхностный монтаж с применением бессвинцовой и традиционной технологий. Технические требования к выполнению технологических операций. — М. : Стандартиформ, 2015. — 51 с.

45. Долин, П. А. Электробезопасность. Теория и практика : учебное пособие для вузов / П. А. Долин, В. Т. Медведев, В. В. Корочков, А. Ф. Монахов ; под ред. В. Т. Медведева. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Изд. дом МЭИ, 2012. — 480 с. : ил.

46. Дорошев, К. И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6–220 кВ / К. И. Дорошев. — М. : Энергоатомиздат, 1987. — 334 с. : ил.

47. Ершов, А. М. Защита электрических сетей напряжением 380 В при однофазных коротких замыканиях : монография / А. М. Ершов, А. И. Сидоров, Р. Г. Валеев. — М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. — 232 с. : ил., табл. — ISBN 978-5-9729-0611-6.

48. Красник, В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В. В. Красник. — М. : ЭНАС, 2016. — 320 с. — ISBN 978-5-4248-0005-4. — URL: <https://e.lanbook.com/book/104576> (дата обращения: 04.09.2026).

49. Лещинская, Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства : учебник / Т. Б. Лещинская, И. В. Наумов. — М. : БИБКМ ; ТРАНСЛОГ, 2015. — 656 с. — ISBN 978-5-905563-41-6.

50. Методика выбора мест установки и количества универсальных секционирующих пунктов с функцией АВР в электрической сети 0,38 кВ по критерию обеспечения чувствительности защитных аппаратов / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов, А. И. Псарев, Р. П. Беликов // Вести высших учебных заведений Черноземья. — 2019. — № 3 (57). — С. 38–49. — EDN OBSRFR.

51. Методические рекомендации по определению ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в подаче электроэнергии. — М. : ВИЭСХ, 1974.

52. Методика выбора мест установки устройств деления электрической сети 0,4 кВ на участки / А.В. Виноградов, А.В. Виноградова, А.В. Букреев, А.И. Псарёв, А.А. Панфилов // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. — 2023. — Т. 70, № 2(51). — С. 42-50. — DOI 10.22314/2658-4859-2023-70-2-42-50. — EDN TEJJHS.

53. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей : учебное пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. — 4-е изд., испр. — Екатеринбург : УрФУ, 2012. — 94 с.

54. Многофазная многофункциональная ИС ADE7880. — URL: <https://www.micro-semiconductor.com/datasheet/b3-ADE7880ACPZ.pdf> (дата обращения: 04.09.2026).

55. Надежность электроснабжения : сборник статей / под ред. И. А. Сыромятникова. — М. : Энергия, 1967. — 272 с.

56. Наумов, К. Н. Расчет режимов работы линии электропередачи с двухсторонним питанием : методические указания / К. Н. Наумов. — Курган, 2012. — 12 с.

57. Нормативный коэффициент капиталовложений. — URL: <https://bank-explorer.ru/finansy/normativnyj-koefficient-effektivnosti-kapitalnyx-vlozhenij.html> (дата обращения: 04.09.2026).

58. Обзор плат Arduino: назначение, применение, сравнение характеристик. — URL: https://supereyes.ru/articles/other/obzor_kontrollerov_apparatnoy_platformy_arduino/?ysclid=motvk1gfn5898193427 (дата обращения: 04.09.2026).

59. Обоснование применения секционирующих пунктов в сети 0,4 кВ с учётом показателей энергоэффективности / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарев, А. Н. Хархардин // Вести высших учебных заведений Черноземья. — 2019. — № 4 (58). — С. 12–23. — EDN XUWJN.

60. ООО "Таврида Электрик Центр". — URL: <https://www.tavrida.ru/ter/solutions/REC15/> (дата обращения: 04.09.2026).

61. Оптимизация электроснабжения объектов : курс лекций и практических занятий для обучающихся по направлениям «Агроинженерия» (направленность Электрооборудование и электротехнологии); «Электроэнергетика и электротехника» (направленность Электроснабжение); «Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование в сельском, лесном и рыбном хозяйстве» (научная специальность Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве) очной и заочной форм обучения / А. В. Виноградов, А. Н. Васильев, А. В. Виноградова [и др.]. — Орел : Орловский государственный аграрный университет им. Н. В. Парахина, 2017. — 248 с. — EDN YMYARQ.

62. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. — URL: <https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/mfl4voxwok/direct/73743691> (дата обращения: 04.09.2026).

63. ПАО «Россети». Плановые и аварийные отключения Орловской области. — URL:

<https://www.mrsk1.ru/customers/services/transmission/disconnection/285/#district=8a8653c6-62f2-417c-8c6c-fb4f591a1b41> (дата обращения: 04.09.2026).

64. ПАО «Россети». СТО 34.01-21.1-001-2017. Распределительные электрические сети напряжением 0,4–110 кВ. Требования к технологическому проектированию. — М. : ПАО «Россети», 2017. — 238 с.

65. Папков, Б. В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи : учебное пособие / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. — Старый Оскол : ТНТ, 2017. — 424 с.

66. Паспорт программы инновационного развития ПАО «Федеральная сетевая компания — Россети» на период 2024–2029 гг. с перспективой до 2035 года. — URL:

<https://www.rosseti.ru/upload/iblock/86d/u1cuyk1vmabpo4yq23p1wb9cnlzfz7v5/Паспорт%20Программы%20инновационного%20развития%20ПАО%20Россети%20на%20период%202024-2029%20гг%20с%20перспективой%20до%202035%20г..pdf> (дата обращения: 04.09.2026).

67. Патент № 2173016 Российская Федерация, МПК7 H02J 9/06, H02J 13/00. Способ запрета автоматического включения резерва на неустранившееся двухфазное короткое замыкание / В. Г. Васильев, Л. Д. Суров, А. В. Виноградов, С. М. Астахов ; заявитель и патентообладатель Орловский гос. аграрный ун-т (RU). — № 2000103812/09 ; заявл. 15.02.2000 ; опубл. 27.08.2001, Бюл. № 24 (I ч.).

68. Патент № 2227355 Российская Федерация, МПК7 H02J 13/00. Способ запрета автоматического включения резерва на шинах двухтрансформаторной подстанции / В. Г. Васильев, Л. Д. Суров, А. В. Виноградов, С. М. Астахов ; заявитель и патентообладатель Орловский гос. аграрный ун-т (RU). — № 2002104592/09 ; заявл. 20.02.2002 ; опубл. 20.04.2004, Бюл. № 11 (I ч.). — 10 с. : ил.

69. Патент № 2251193 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Способ запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на шинах двухтрансформаторной подстанции / В. Г. Васильев, А. В. Виноградов, В. П. Фомичев, Н. В. Булгакова ; заявитель и патентообладатель Орловский гос. аграрный ун-т. — № 2003130677/09 ; заявл. 16.10.2003 ; опубл. 27.04.2005, Бюл. № 12.

70. Патент № 2292619 Российская Федерация, МПК7 H02J 9/06, H02J 13/00. Способ запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание в отходящей линии при отказе ее выключателя / В. Г. Васильев, А. В. Виноградов, С. М. Астахов, А. В. Виноградова ; заявитель и патентообладатель Орловский гос. аграрный ун-т. — № 2005128393 ; заявл. 12.09.2005 ; опубл. 27.01.2007, Бюл. № 3.

71. Патент № 2538091 Российская Федерация, МПК H02H 7/30. Способ защиты длинных сельских ЛЭП-0,4 от коротких замыканий / Я. Л. Верховский ; заявитель и патентообладатель Я. Л. Верховский. — № 2013106121/07 ; заявл. 12.02.2013 ; опубл. 10.01.2015, Бюл. № 1.

72. Патент № 2687052 Российская Федерация, МПК H02J 9/00, H02J 13/00. Способ и устройство запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи / В. Е. Большев, А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарёв ; заявитель и патентообладатель ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» (RU). — № 2018129144 ; заявл. 09.08.2018 ; опубл. 07.05.2019, Бюл. № 13.

73. Патент № 2687053 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Способ и устройство отключения АВР при восстановлении нормального режима работы сети / В. Е. Большев, А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарёв ; заявитель и патентообладатель ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» (RU). — № 2018129145 ; заявл. 09.08.2018 ; опубл. 07.05.2019, Бюл. № 13.

74. Патент № 2731874 Российская Федерация, МПК H02B 7/06. Пункт секционирования до 1 кВ, совмещённый с пунктом учёта электроэнергии и контроля качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения

напряжения / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарёв, В. Е. Большев, А. Н. Хархардин ; заявитель и патентообладатель ФГБНУ ФНАЦ ВИМ. — № 2020105407 ; заявл. 05.02.2020 ; опубл. 08.09.2020, Бюл. № 25.

75. Патент № 52276 Российская Федерация, МПК H02B 11/00. Пункт секционирования для коммутации и защиты воздушных линий электропередач / О. В. Шабалов, В. В. Шабалов ; заявитель и патентообладатель ООО «Инициатива» (RU). — № 2005127894/22 ; заявл. 09.07.2005 ; опубл. 10.03.2006, Бюл. № 7.

76. Периферия для плат Arduino Nano V3 Atmega 328/CH340. — URL: <https://masterkit.ru/shop/arduino/shields> (дата обращения: 04.09.2026).

77. Положение ПАО «Россети Центр» «О единой технической политике». — URL: https://www.mrsk-1.ru/upload/documents/UnifiedTechnicalPolicy_20250214_Ru.pdf (дата обращения: 04.09.2026).

78. Попов, Н. М. Электроснабжение. Рабочие режимы сетей 0,38...10 кВ : учебное пособие / Н. М. Попов. — Кострома : КГСХА, 2010. — 202 с.

79. Повышение надёжности электроснабжения потребителей посредством применения мультиконтактных коммутационных систем в линиях электропередачи 0,4 кВ с отпайками / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарев [и др.] // Вестник НГИЭИ. — 2020. — № 11(114). — С. 48-64. — DOI 10.24411/2227-9407-2020-10105. — EDN TDRRLY.

80. Повышение эффективности защиты линий электропередачи 0,4 кВ с отпайками от однофазных коротких замыканий за счёт применения мультиконтактной коммутационной системы МКС-2-3В / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. И. Псарев [и др.] // Вестник Казанского государственного аграрного университета. — 2020. — Т. 15, № 3(59). — С. 58-63. — DOI 10.12737/2073-0462-2020-58-63. — EDN FDKUEE.

81. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы. 6-е и 7-е издания по состоянию на 2023 год. — М. : Эксмо, 2023. — 512 с.

82. Приказ Минжилкомхоза РСФСР от 15.02.1978 № 88 «Об утверждении и введении в действие "Временного положения о планово-предупредительном ремонте электроэнергетических устройств, оборудования и установок электрических сетей, наружного освещения и электрической части электростанций системы Минжилкомхоза РСФСР"». — URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=ESU&n=8359#03598021684749739> (дата обращения: 04.09.2026).

83. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 августа 2022 г. № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии».

84. Программирование микроконтроллеров Atmega. — URL: <http://arduino.ru/Reference> (дата обращения: 04.09.2026).

85. Производство трансформаторов ООО «РУ-ТРАНСФОРМАТОР». — URL: <https://transformator-energum.ru> (дата обращения: 04.09.2026).

86. Псарев, А. И. Анализ потерь электроэнергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Центра» — «Орелэнерго» Орловский РЭС / А. И. Псарев // Инновационное развитие университетской библиотеки: менеджмент и маркетинг : материалы II науч.-практ. конф. — 2018. — С. 65–68.

87. Псарев, А. И. Пункт секционирования с функцией АВР для электрических сетей 0,4 кВ: схемы и варианты установки / А. И. Псарев, А. В. Виноградова // Агротехника и энергообеспечение. — 2024. — № 3 (44). — С. 33–42. — EDN LHCUAC.

88. Псарев, А. И. Технико-экономическое обоснование применения секционирующих пунктов в сельских электрических сетях 0,4 кВ / А. И. Псарев, А. В. Виноградова // Агротехника и энергообеспечение. — 2024. — № 3 (44). — С. 65–74. — EDN QJADJW.

89. Расчёт сетей по потерям напряжения. — URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/905-raschet-setejj-po-poterjam-naprjazhenija.html> (дата обращения: 04.09.2026).

90. РД 34.20.178. Методические указания по расчёту электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения / Минэнерго СССР, Главниипроект, Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Сельэнергопроект». — М. : Сельэнергопроект, 1981. — 109 с.

91. РД 34.20.574. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками / ПО «Союзтехэнерго», Моск. энергетический ин-т (МЭИ). — М. : СПО Союзтехэнерго, 1985. — 18 с.

92. Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети. Часть первая : учебное пособие / Н. В. Савина. — Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. — 177 с.

93. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025613654 Российская Федерация. Место установки СПАВР : заявл. 03.02.2025 : опубл. 13.02.2025 / А. В. Виноградова, А. И. Псарев, А. В. Виноградов, Д. В. Беспалов ; заявитель ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ». — EDN DPLGOS.

94. Семенов, А. Е. Сравнение показателей надежности воздушных и кабельных линий в городской и сельской местности / А. Е. Семенов, А. О. Селезнева, А. В. Виноградов // Основные направления развития техники и технологии в АПК : материалы VII Всерос. науч.-практ. конф. — Княгинино : НГИЭУ, 2015. — С. 71–75.

95. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий. — М. : Агропромиздат, 1987. — 187 с.

96. Сорокин, Н. С. Расчет трёхфазных и однофазных коротких замыканий в электрических сетях 0,4 кВ для проверки чувствительности защитных аппаратов / Н. С. Сорокин, А. В. Виноградова // Агротехника и энергообеспечение. — 2020. — № 4 (29). — С. 25–34.

97. Спсваков, П. И. Выбор сечения нулевых проводов в четырехпроводных сетях / П. И. Спсваков // Промышленная энергетика. — 1961. — № 3. — С. 46–51.
98. Спсваков, П. И. К проектированию сетей зануления в силовых установках / П. И. Спсваков // Электричество. — 1939. — № 8. — С. 69.
99. Спсваков, П. И. Определение расчетного сопротивления петли зануления / П. И. Спсваков // Электричество. — 1965. — № 9. — С. 71–75.
100. Спсваков, П. И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В / П. И. Спсваков. — М. : Энергия, 1971. — 86 с.
101. Техническая политика ПАО «Россети Центр». — URL: https://www.mrsk-1.ru/upload/documents/UnifiedTechnicalPolicy_20250214_Ru.pdf (дата обращения: 04.09.2026).
102. Токарчук, А. И. Анализ преимуществ внедрения «умных» технологий (Smart Grid) в распределительные сети 10(6)/0,4 кВ / А. И. Токарчук // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки : сборник статей по материалам XXXII Междунар. студ. науч.-практ. конф. № 5 (31). — URL: [http://sibac.info/archive/technic/5\(31\).pdf](http://sibac.info/archive/technic/5(31).pdf) (дата обращения: 04.09.2026).
103. Услуги по электроснабжению и электромонтажные работы в Москве и Московской области. — URL: <http://www.elektromontazh-profi.ru> (дата обращения: 04.09.2026).
104. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. — 4-е изд., перераб. и доп. — М. : ЭНАС, 2012. — 376 с. : ил.
105. Хархардин, А. Н. Задачи по разработке новых устройств секционирования и резервирования электрических сетей 0,38 кВ / А. Н. Хархардин // Студенчество России: век XXI : сборник материалов V Молодежной науч.-практ. конф. (14 декабря 2017 года). — Орел : Изд-во ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, 2018. — С. 591–593.
106. Энергообеспечение и безопасность : сборник материалов II Междунар. выставки-Интернет-конференции, Орел, 21–23 ноября 2007 года. —

Орел : Орловский государственный аграрный университет, 2008. — 332 с. — ISBN 978-5-93382-093-2. — EDN VTDTTD.

107. Энергосистема Орловской области: обзор статистической информации / А. В. Виноградова, А. А. Лансберг, А. В. Виноградов ; под ред. А. В. Виноградова. — Орёл : Изд-во «Картуш», 2023. — 360 с. — ISBN 978-5-9708-1057-6.

108. Ancillotti, E. The role of communication systems in smart grids: architectures, technical solutions and research challenges / E. Ancillotti, R. Bruno, M. Conti // Communication Technologies. — 2013. — Vol. 36. — P. 1665–1697.

109. Athonet Smartgrid and 3 Italy provide Enel with an innovative Industrial Internet of Things solution. — URL: <https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2015/02/athonet-smartgrid-and-3-italy-provide-enel-with-an-innovative-industrial-internet-of-things-solution> (дата обращения: 04.09.2026).

110. Bolshev, V. E. Time factor for determination of power supply system efficiency of rural consumers / V. E. Bolshev, A. N. Vasilev, A. V. Vinogradov, A. E. Semenov, M. V. Borodin // Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. Ser. "Advances in Environmental Engineering and Green Technologies". — Hershey, Pennsylvania, 2018. — P. 394–420.

111. Goulden, M. Smart grids, smart users? The role of the user in demand side management / M. Goulden, B. Bedwell, S. Rennick-Egglestone, T. Rodden, A. Spence // Energy Research & Social Science. — 2014. — Vol. 2. — P. 21–29.

112. Grid Modernization and the Smart Grid. — URL: <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid> (дата обращения: 04.09.2026).

113. Małgorzata, T. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne terenów wiejskich / T. Małgorzata // Агротехника и энергообеспечение. — 2014. — № 1 (1). — С. 468–475.

114. Nissan and Enel launch groundbreaking vehicle-grid project in the UK. — URL: <https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2016/05/nissan->

and-enel-launch-groundbreaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk (дата обращения: 04.09.2026).

115. Smart Grid, или умные сети электроснабжения. — URL: https://www.eneca.by/ru_smartgrid0/ (дата обращения: 04.09.2026).

116. Smart Grids European Technology Platform. — URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a2ea8d86-7216-444d-8ef5-2d789fa890fc/language-en> (дата обращения: 04.09.2026).

117. Vinogradov, A. V. A System for Monitoring the Number and Duration of Power Outages and Power Quality in 0.38 kV Electrical Networks / A. Vinogradov, V. Bolshev, A. Vinogradova, T. Kudinova, M. Borodin, A. Selesneva, N. Sorokin // Intelligent Computing & Optimization. ICO 2018. Advances in Intelligent Systems and Computing, vol. 866. — Springer, Cham, 2018. — P. 1–10. — DOI 10.1007/978-3-030-00979-3_1.

118. Vinogradov, A. V. Choice of commutation device and development of the scheme of a universal sectionalizing point with automatic load transfer function for the 0.38 kV electric network / A. V. Vinogradov, A. V. Vinogradova, M. O. Ward, A. N. Kharkhardin, A. I. Psaryov, T. I. Afanasyeva // E3S Web of Conferences. — EDP Sciences, 2019. — Vol. 124. — P. 02011.

119. Vinogradov, A. V. Place selection of sectionalizing units in 0.38 kV power networks: a methodology for protection against short circuits / A. V. Vinogradova, A. V. Vinogradov, A. N. Vasiliev, A. S. Dorokhov, V. E. Bolshev, A. I. Psarev // International Journal of Energy Optimization and Engineering. — 2021. — Vol. 10, № 4. — P. 35–52.

120. Vinogradov, A. V. Sectionalizing and Redundancy of the 0.38 kV Ring Electrical Network: Mathematical Modeling Schematic Solutions / A. V. Vinogradov, A. V. Vinogradova, V. E. Bolshev, A. I. Psarev // International Journal of Energy Optimization and Engineering (IJE OE). — 2019. — Vol. 8, № 4. — P. 15–38.

121. Vinogradova, A. V. Restoring normal network operation mode by automatically disabling network ATS / A. V. Vinogradova, A. I. Psarev,

A. V. Vinogradov, V. E. Bolshev, M. Jasinsk, R. R. Gibadullin // E3S Web of Conferences. — 2020. — P. 01072.

122. Yasin, K. A survey on smart metering and smart grid communication / K. Yasin // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2016. — Vol. 57. — P. 302–318.

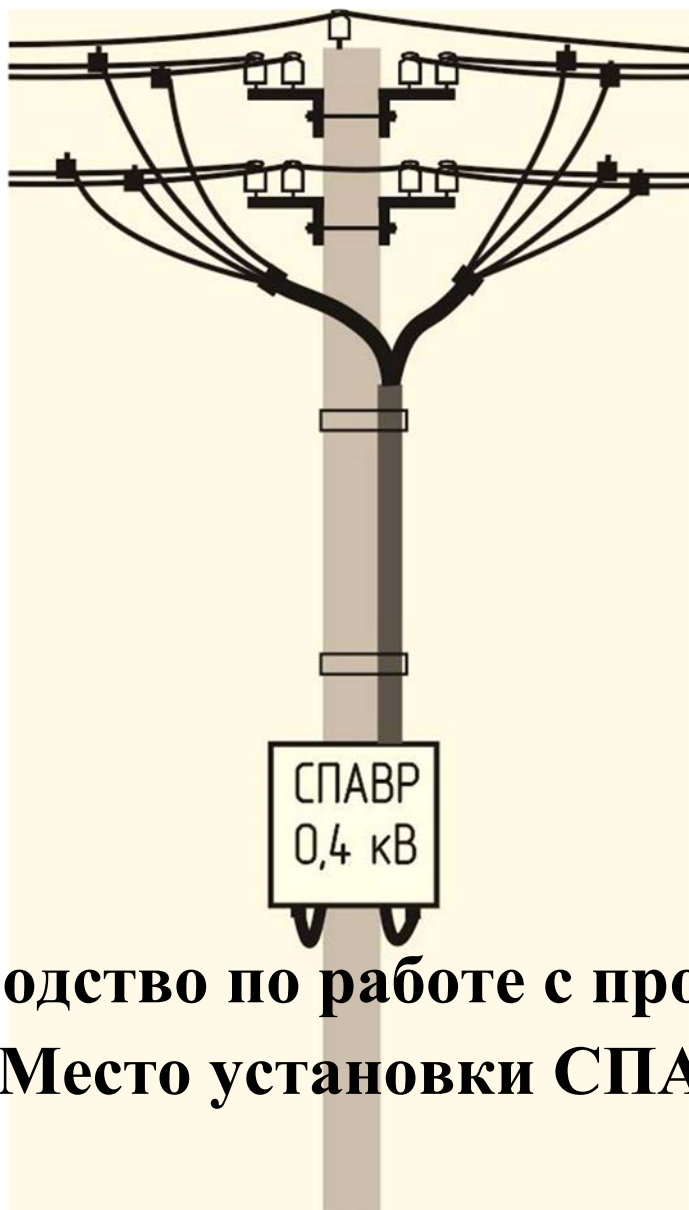
123. Zhou, J. Scalable distributed communication architectures to support advanced metering infrastructure / J. Zhou, R. Q. Hu, Y. Qian // IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems. — 2012. — Vol. 23. — P. 1632–1642.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Руководство по работе с программой «Место установки СПАВР»)

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЛОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.В.
ПАРАХИНА»**

Кафедра «Электроснабжение»



**Руководство по работе с программой
«Место установки СПАВР»**

Введение

Программа предназначена для расчета места установки устройств секционирования и резервирования в ВЛ 0,4 кВ (СПАВР-0,4 кВ) по критерию обеспечения чувствительности защитного аппарата ВЛ 0,4 кВ, а также может быть применена для проверки чувствительности защитных аппаратов при однофазных токах КЗ. Программа и методика определения места установки СПАВР-0,4 кВ для ЛЭП 0,4 кВ разработана в ФГБОУ ВО Орловский ГАУ совместно с ФГБНУ ФНАЦ ВИМ.

Назначение

Данная программа позволяет определить зону чувствительности защитного аппарата для ВЛ 0,4 кВ при ОКЗ, что позволяет определить место установки секционирующего пункта по критерию обеспечения чувствительности защитного аппарата ВЛ 0,4 кВ. Помимо этого, программа обладает дополнительными функциями: определение тока однофазного короткого замыкания петли «фаза-ноль», сопротивления петли «фаза-ноль» провода, длину участка на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, длину участка на котором не обеспечивается чувствительность защитного аппарата. Программа позволяет ввести собственные значения элементов (трансформаторов, провода) с занесением в базу данных. Для определения зоны чувствительности защитного аппарата в алгоритм программы заложена следующая формула (А.1):

$$L_{\max.\text{чув}i} = \frac{\frac{U_{\phi}}{I_{\text{усл.чув}i}} \cdot \frac{Z_{Ti}}{3}}{\sqrt{R_{0\phi i}^2 + 2 \cdot R_{0\phi i} \cdot R_{0Ni} + R_{0Ni}^2 + 4X_{0\phi Ni}^2}}, \quad (\text{А.1})$$

где $L_{\max.\text{чув}i}$ - максимальное расстояние, на котором обеспечивается чувствительность защитного аппарата, соответствующая условиям чувствительности защиты для i -го защитного аппарата, км, например, для коммутационного аппарата, установленного в ТП для защиты ЛЭП; $I_{\text{усл.чув}}$ - ток по условию чувствительности, А; Z_{Ti} - полное сопротивление трансформатора, берётся из справочных данных, Ом; U_{ϕ} - фазное напряжение, В; $R_{0\phi}$ - удельное активное сопротивление фазного провода, Ом/км; $X_{0\phi Ni}$ - удельное индуктивное сопротивление петли фаза-ноль, Ом/км; R_{0Ni} - удельное активное сопротивление нулевого провода, Ом/км.

Однофазный ток короткого замыкания в ЛЭП определяется по формуле (А.2):

$$I_{\text{КЗ}}^1 = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\phi Ni}}, \quad (\text{А.2})$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение, В; Z_T - полное сопротивление трансформатора, берётся из справочных данных; $Z_{\phi Ni}$ - полное сопротивление петли «фаза-ноль» провода, Ом.

Подготовка к работе

Данная программа может работать со следующими операционными системами Windows 7 и выше, Linux. Минимальные требования ПК: 130 Мб HDD, 1 Гб ОЗУ, графический процессор.

Программа требует установки на персональный компьютер (ПК). Для осуществления установки необходимо установочный файл скопировать на жесткий диск ПК, запустить

SPAVR_SETUP. В процессе установки необходимо выбрать каталог места установки, после нажать кнопку «Далее», в следующем окне установить галочку «Создать ярлык на рабочем столе» и нажать кнопку «Далее», завершить установку по нажатию кнопки «Установить». Процесс установки программы представлен на скриншотах рисунок А.1.

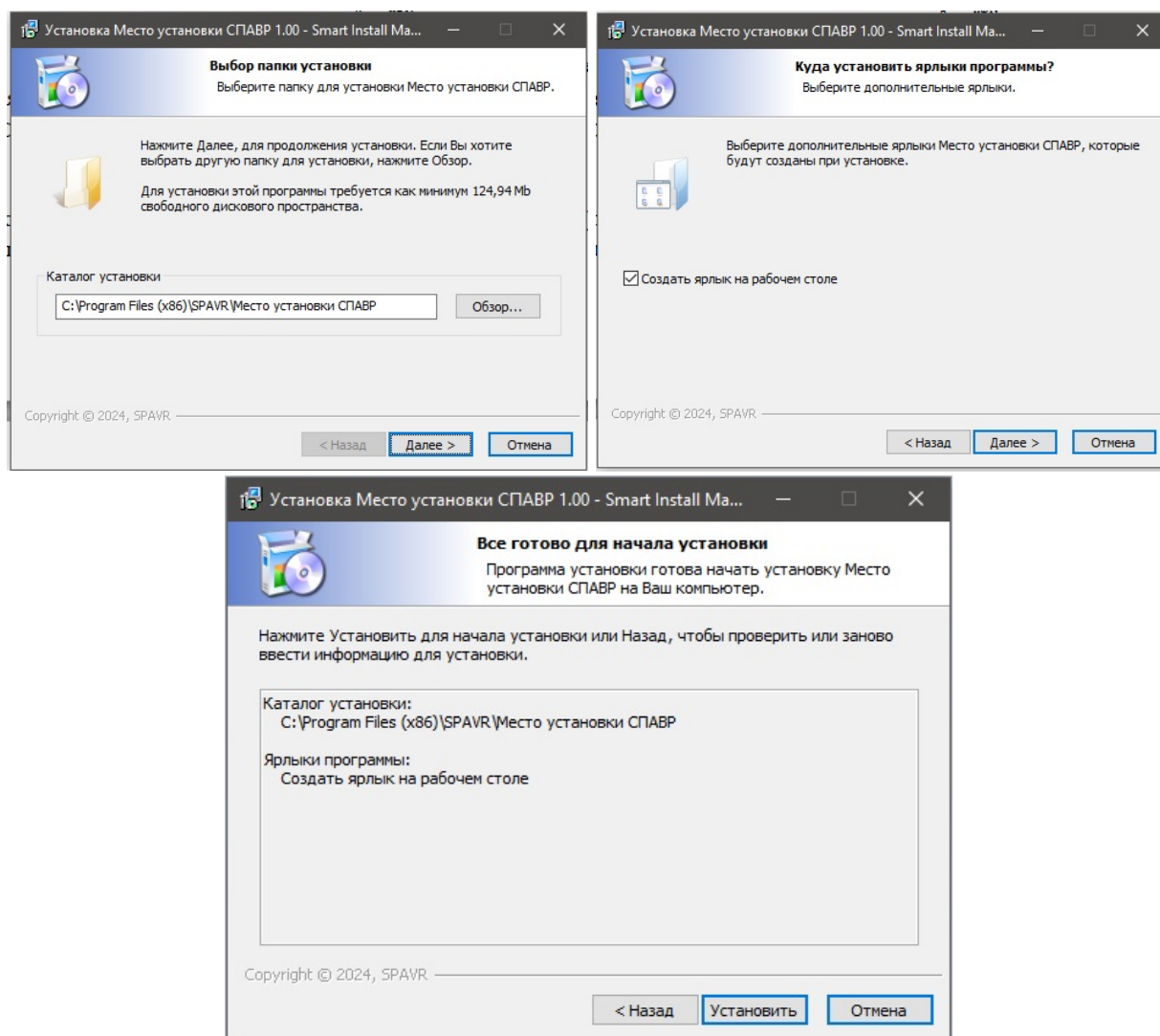


Рисунок А.1 - Процесс установки программы

После завершения установки на рабочем столе ПК появиться ярлык запуска программы. Запуск программы осуществляется двойным нажатием левой кнопки мыши на ярлык.

Работа с ПО

После запуска программы открывается окно «О программе», в котором приведена основная информация о назначении и основных формулах участвующих в расчетах при работе программы. Скриншот вкладки «О программе» представлен на рисунке А.2.

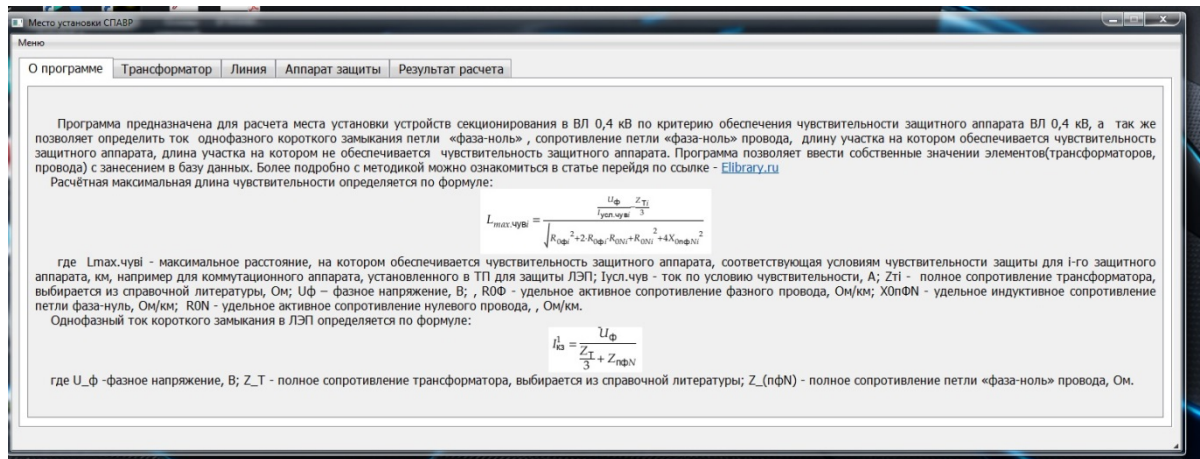


Рисунок А.2 - Скриншот первой вкладки ПО

Для проведения расчетов необходимо ввести исходные данные на вкладках «Трансформатор», «Линия», «Аппарат защиты». После ввода всех необходимых данных расчет производится автоматически, результаты расчетов будут представлены на вкладке «Результат расчетов».

А.1. Вкладка «Трансформатор».

В данной вкладке необходимо выбрать шесть параметров силового трансформатора, скриншот вкладки «Трансформаторы» представлен на рисунке А.3.

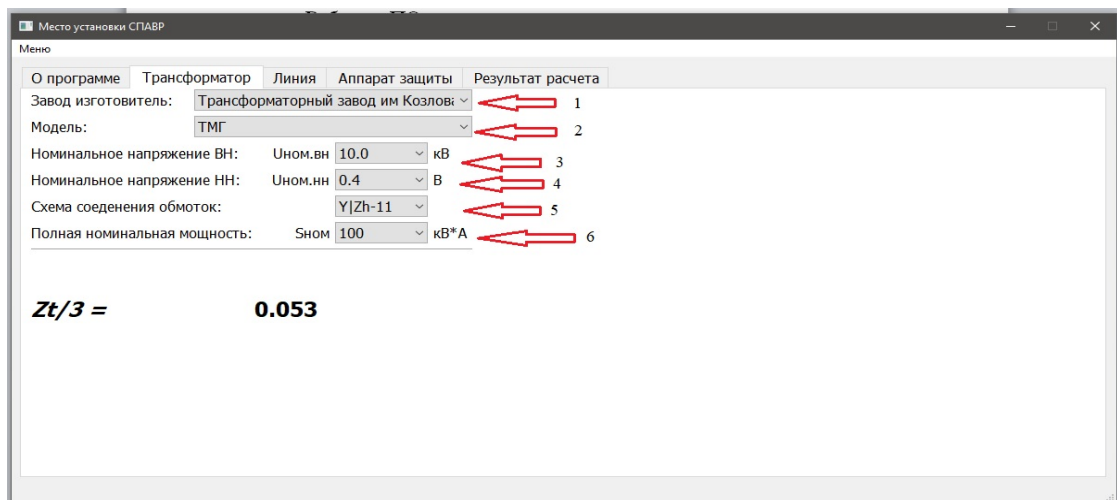


Рисунок А.3 - Вкладка «Трансформатор»

Исходные данные для ввода. В строке «Завод изготовитель» (рисунок А.3, цифра 1) выбираем завод изготовитель, в программу по умолчанию добавлены трансформаторы производства завода им. Козлова. Строка «Модель» (рисунок А.3, цифра 2) выбирается модель трансформатора. Строка «Номинальное напряжение ВН» (рисунок А.3, цифра 3) необходимо выбрать напряжение высоковольтного ввода трансформатора 6 или 10 кВ. Строка «Номинальное напряжение НН» (рисунок А.3, цифра 4) необходимо выбрать напряжение низковольтного ввода трансформатора 0,4 кВ по умолчанию. Строка «Схема соединения обмоток» (рисунок А.3, цифра 5) выбираем соответствующую схему установленного

трансформатора. Строка «Полная номинальная мощность» (рисунок 3, цифра 6) выбираем мощность трансформатора.

А.2. Вкладка «Линия»

После ввода исходных данных в вкладке «Трансформатор» необходимо ввести параметры ВЛ 0,4 кВ на вкладке «Линия». Скриншот вкладки приведен на рисунке А.4.

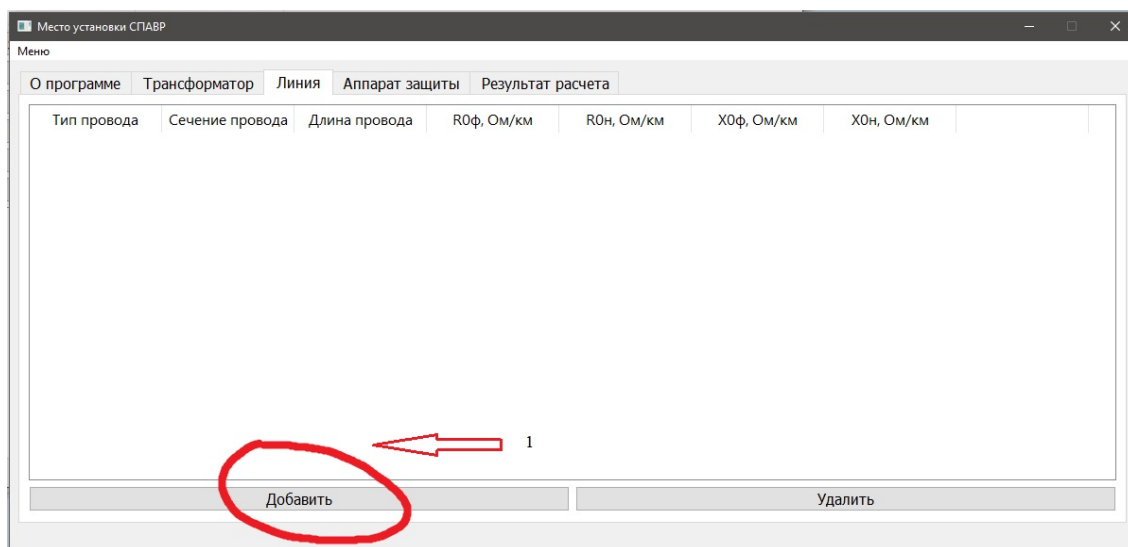


Рисунок А.4 – Вкладка «Линия»

На вкладке «Линия» необходимо кликнуть по кнопке «Добавить» и всплывающем окне выбрать необходимые данные ВЛ 0,4 кВ скриншот окна с выбором параметров ВЛ приведен на рисунке А.5.

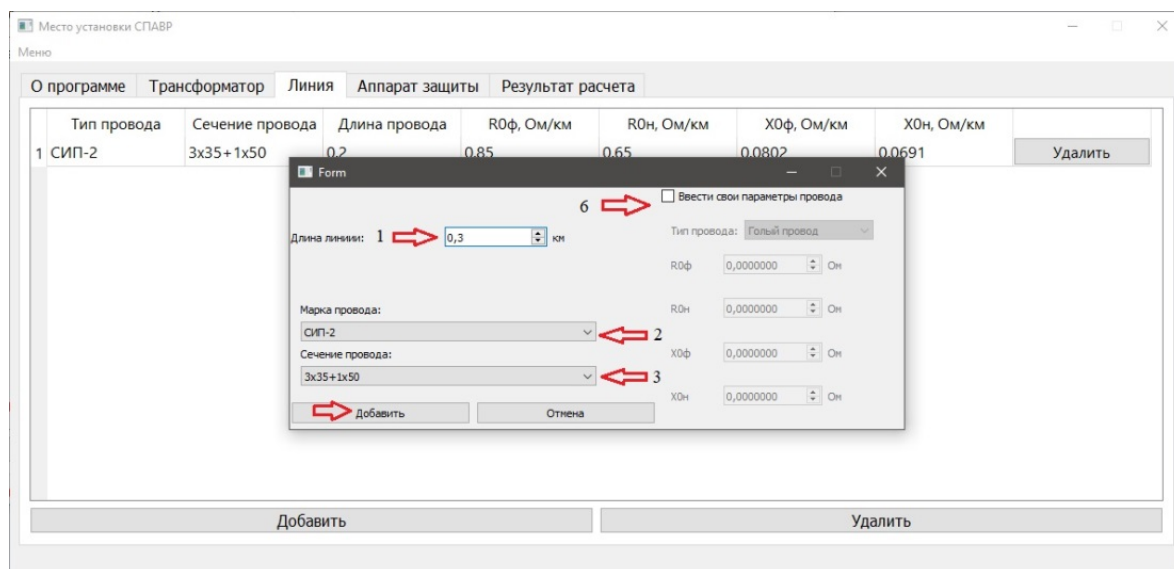


Рисунок А.5 - Скриншот ввод исходных данных ВЛ 0,4 кВ

В данном окне необходимо ввести длину участка ЛЭП (рисунок А.5, цифра 1) в км, выбрать марку провода (рисунок А.5, цифра 2), в программу по умолчанию добавлена марка провода СИП-2, выбрать сечения проводников (рисунок А.5, цифра 3), после чего кликнуть

кнопку «Добавить» (рисунок А.5, цифра 4). Поскольку ВЛ 0,4 кВ не всегда бывают однородными ВЛ необходимо добавлять каждый участок по отдельности соблюдая последовательность участков. Также в программе есть возможность ввести свои значения удельных сопротивлений ВЛ, установив галочку «Ввести свои параметры провода» (рисунок 5, цифра 6).

А.3. Вкладка «Аппарат защиты».

После ввода исходных данных ВЛ 0,4 кВ необходимо ввести значения отключения защитного аппарата, установленного на ТП для защиты данной ВЛ. Скриншот вкладки «Аппарат защиты» приведен на рисунке А.6.

Рисунок А.6 – Скриншот вкладки «Аппарат защиты»

На данной вкладке необходимо ввести номинальный ток защитного аппарата в амперах (рисунок А.6, цифра 1), выбрать кратность срабатывания защитного аппарата (рисунок А.6, цифра 2). В случае если предложенная кратность не совпадает с установленным аппаратом защиты можно ввести свои значение тока отключения аппараты защиты, для этого необходима установить галочку в строке «Ввести свое значение тока» (рисунок А.6, цифра 3) и ввести в строке «Ток отключения» свое значение тока в амперах (рисунок А.6, цифра 4).

А.4. Вкладка «Результат расчета».

После ввода всех необходимых исходных данных программа автоматически посчитает расчетные значения, которые будут доступны в вкладке «Результат расчета». Скриншот вкладки приведен на рисунке А.7.

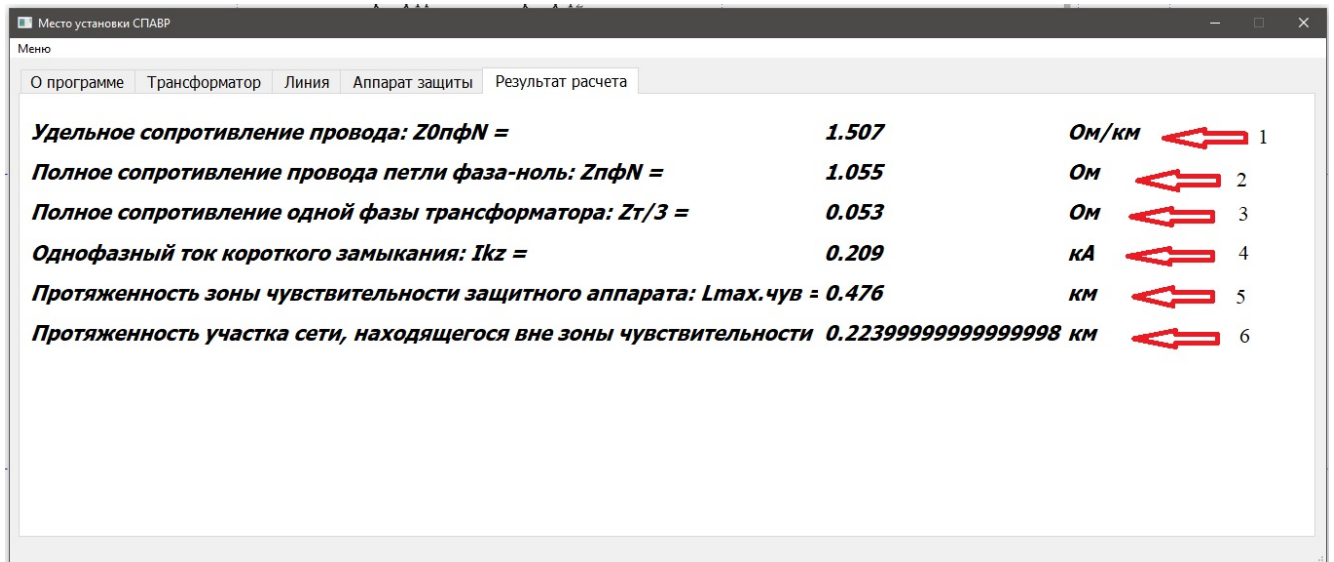


Рисунок А.7 - Скриншот вкладки «Результат расчетов»

На вкладке «Результат расчётов» доступны следующие расчетные данные: полное сопротивление провода $Z_{0\text{пфN}}$ - полное удельное сопротивление провода приведенная к 1 км линии (рисунок А.7, цифра 1), Ом/км; полное сопротивление линии $Z_{\text{пфN}}$ - сопротивление петли «фаза-ноль» всех участков ЛЭП (рисунок А.7, цифра 2), Ом; сопротивление трансформатора $Z_{\text{т}}/3$ – значение сопротивления при однофазных к.з. на корпус трансформатора (рисунок А.7, цифра 3); однофазный ток короткого замыкания I_{kz} - ток однофазного к.з. в конце ЛЭП (рисунок А.7, цифра 4), кА; протяженность зоны чувствительности защитного аппарата L_{max} - расстояние от начала ЛЭП до точки где обеспечивается чувствительность защитного аппарата (рисунок А.7, цифра 5), км; протяженность участка не проходящая по чувствительности защитного аппарата - расстояние от точки L_{max} до конца ЛЭП (рисунок А.7, цифра 6), км.

Данные расчеты носят рекомендательный характер и показывают предполагаемое место установки СПАВР-0,4 кВ. Окончательный вариант установки выбирается после оценки надежности и технико-экономических расчетов.

А.5. Вкладка «Меню»

Данная вкладка содержит три пункта (скриншот представлен на рисунке А.8). Пункт меню 1 - «База данных» содержит базу данных о проводниках и силовых трансформаторах, перейдя по вкладке открывается окно, в котором представлены данные о трансформаторах и проводниках введенных по умолчанию в программу (скриншоты представлены на рисунке А.9).

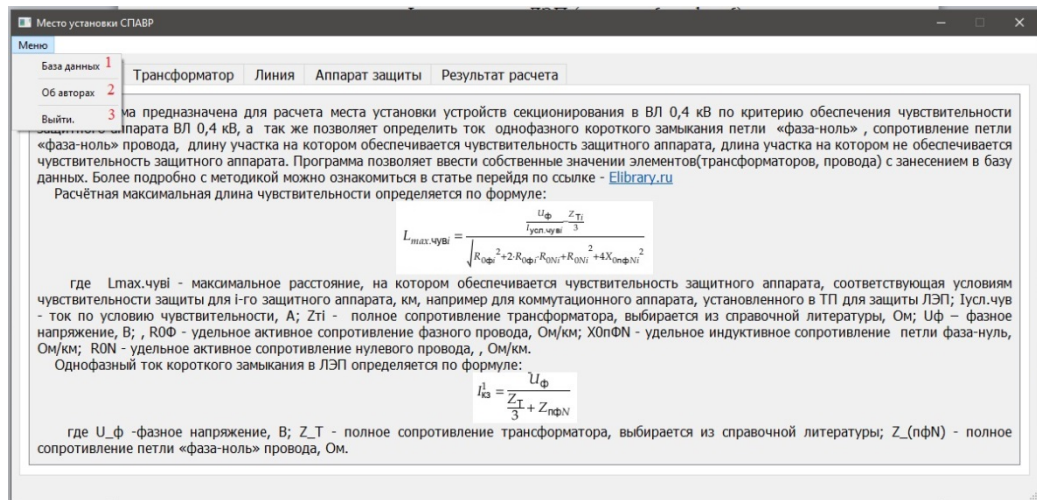


Рисунок А.8 – Скриншот вкладки «Меню»

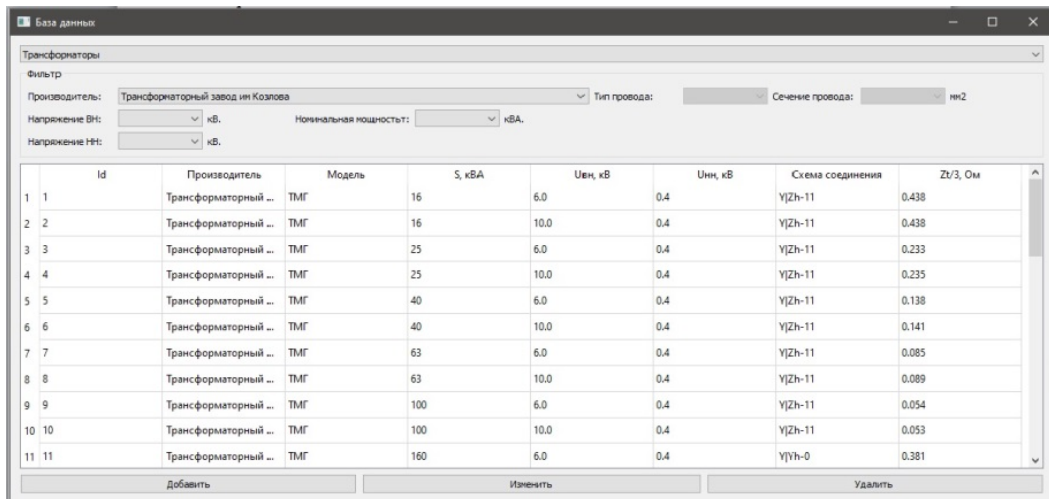


Рисунок А.9 – Скриншоты вкладок «Базы данных»

Через кнопку добавить осуществляется ввод своих данных силовых трансформаторов и проводников ЛЭП. Для того чтоб данные стали доступны для ввода при расчётах необходимо выполнить перезапуск программы.

Скриншоты с процессом внесения новых данных в программу представлены на рисунках А.10 и А.11.

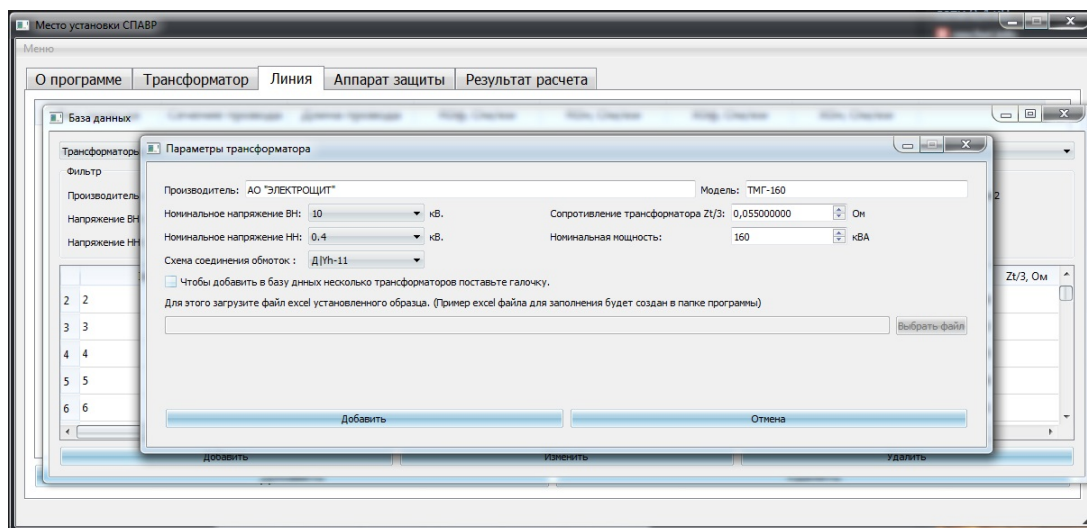


Рисунок А.10- Пример внесения данных силового трансформатора

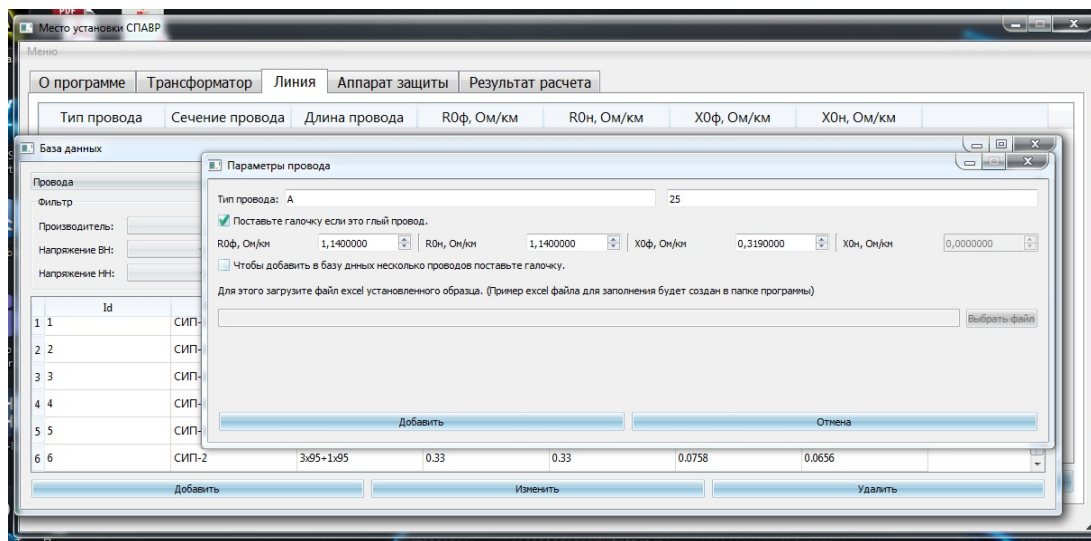


Рисунок А.11- Пример внесения данных провода ЛЭП

Пункт меню 2 - «Об авторах» содержит информацию об авторах, разработавших методику, заложенную в программу и разработчиках программы. При обнаружении ошибок и багов при работе с программой обращаться на почту разработчиков программы.

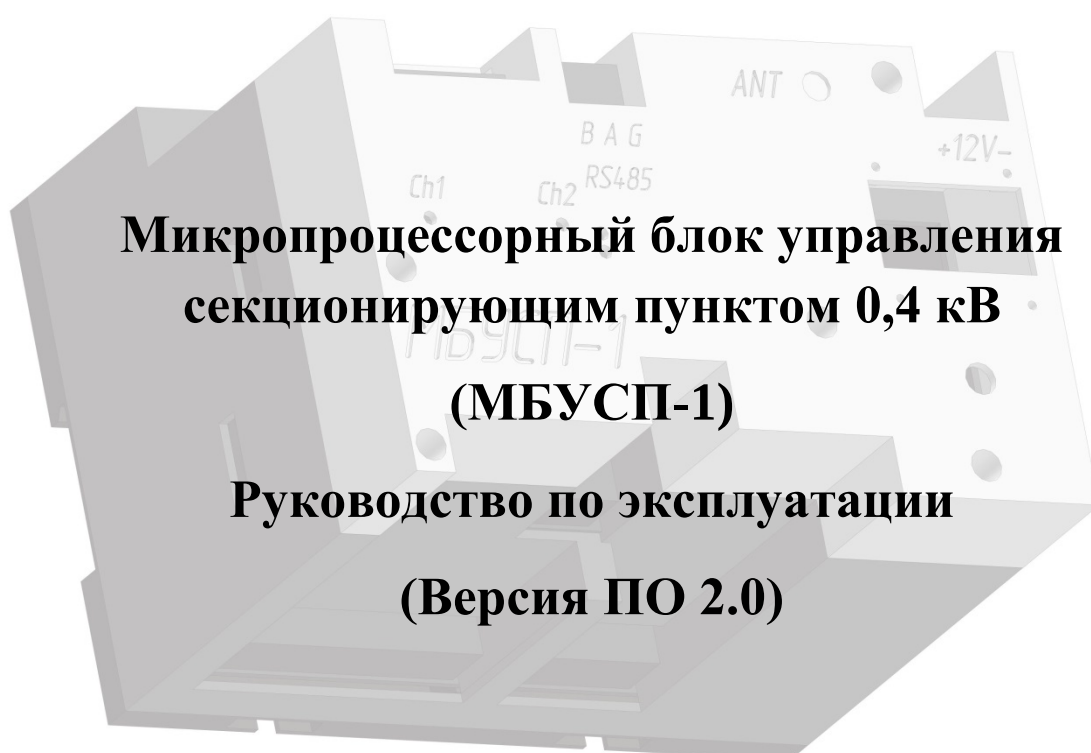
Пункт меню 3 - «Выход» осуществляет закрытие программы, также закрытие программы можно выполнить при помощи клика по кнопке с крестиком в правом верхнем углу.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Микропроцессорный блок управления секционирующим пунктом 0,4 кВ
(МБУСП-1) Руководство по эксплуатации (Версия ПО 2.0)

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЛОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.В.
ПАРАХИНА»

Кафедра «Электроснабжение»



**Микропроцессорный блок управления
секционирующим пунктом 0,4 кВ
(МБУСП-1)**

**Руководство по эксплуатации
(Версия ПО 2.0)**

Содержание

- Б.1 Описание и работа
- Б.2 Схемы соединения и монтаж устройства
- Б.3 Меню и настройки устройства
- Б.4 Релейная защита и автоматика
- Б.5 Режимы работы устройства
- Б.6 Связь и дистанционное управление устройством
- Б.7 Регистрация данных устройством на внешний носитель информации
- Б.8 Чертеж габаритные размеры МБУСП-1
- Б.9 Пример схемы подключения МБУСП-1 в СПАВР-0,4 кВ

Сокращения, используемые в тексте:

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ДТ – датчики тока;

ЗМН – защита максимального и минимального напряжения;

ИБП – источник бесперебойного питания;

ИС – интегральная схема;

КЗ – короткое замыкание;

МБУСП-1 – микропроцессорный блок управления секционирующим пунктом с 1 коммутационным аппаратом;

МТЗ – максимальная токовая защита с выдержкой времени;

МТО – максимальная токовая отсечка;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СПАВР-0,4 кВ – секционирующий пункт с функцией автоматического ввода резерва 0,4 кВ;

ТТ – измерительные трансформаторы тока;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления обслуживающего персонала с устройством, конструкцией, работой и техническим обслуживанием микропроцессорного блока управления секционирующим пунктом 0,4 кВ далее МБУСП-1.

Б.1 Описание и работа

Б.1.1.1 Назначение устройства

МБУСП-1 предназначено для управления работой устройств секционирования и резервирования в сетях напряжением 0,4 кВ, а именно позволяет управлять коммутационным аппаратом секционирующего пункта (вакуумный контактор), имеет возможность двухсторонней связи по интерфейсу RS-485 с реализацией протокола ModBus RTU, выполняет функции релейной защиты и автоматики, обладает функцией автоматического ввода резерва.

Б.1.1.2 Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные характеристики:

- выполнение функций защит автоматики и управления;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранения уставок защит и автоматики;
- управление коммутационным аппаратом (контактор);
- контроль положения коммутационного аппарата;
- передача параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- получение дискретных сигналов управления, выдача команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- запись внешний носитель данных измерений и сигнализаций.

Б.1.1.3 Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая максимальная токовая защита (1-МТО и 2-МТЗ) с выбором времени и тока срабатывания;
- защита минимального и максимального напряжения (ЗМН) с выбором напряжения отключения;

Б.1.1.4 Функции автоматики:

- включение и отключение коммутационного аппарата по внешним командам;
- одно- или двукратное автоматическое повторное включение (АПВ) с пуском от МТЗ с выбором времени между ступенями.
- автоматический ввод резерва (АВР).

Б.1.1.5 Дополнительные сервисные функции:

- фиксация тока в момент аварии;
- фиксация типа сработавшей защиты;
- встроенные часы-календарь;
- регистрация событий;
- запись данных измерений с входов устройства.

Б.1.1.6 Регистрация данных устройством на внешний носитель информации:

- запись измерений напряжений до и после коммутационного аппарата по всем фазам;
- запись измерений тока на трех фазах;
- запись токов КЗ на трех фазах;
- запись сигналов работы РЗиА;
- запись мгновенной мощности по каждой фазе;
- запись накопленной активной электрической энергии по каждой фазе;
- запись коэффициента мощности по каждой фазе;

Б.1.2 Технические характеристики и габаритные размеры устройства

Б.1.2.1 Технические характеристики устройства приведены в таблице Б.1

Таблица Б.1- Технические характеристики устройства

№ п/п	Параметр	Значение
1	Питание устройства DC, В	9-14
2	Диапазон измерения напряжений на входах X1, X2 AC, В	1-450
3	Диапазон измерения тока при прямом измерении, А	0-100
4	Диапазон измерения тока при включении через вторичные цепи ТТ, А	0-100
5	Диапазон уставок МТО, А	1-7000
6	Диапазон уставок МТЗ, А	1-1600
7	Диапазон уставок задержки времени МТЗ, сек.	1-300
8	Диапазон уставок времени АПВ между ступенями, сек.	1-300
9	Диапазон уставок ЗМН мин., В	100-199
10	Диапазон уставок ЗМН макс., В	200-300
11	Диапазон уставок задержки времени ЗМН, сек.	1-100
12	Диапазон уставок задержки времени включения АВР, сек.	1-300
13	Уставка делителя ТТ (100/5=20), ед.	1-500
14	Интерфейс связи RS485, бит/сек. (рекомендовано 19200)	1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200
15	Интерфейс связи RS485, адрес	1-247
16	Протокол связи	ModBus RTU
17	Дисплей OLED 1,3 128x64	8 строк на 20 сим.
18	Датчики тока SCT-013-000	100A/50mA кл.т.1%
19	Температура эксплуатации, °C	-40 +75
20	Собственное потребление, Вт	не более 5
21	Габариты устройства, мм	158,3×125,4×111,5, ±3
22	Масса, кг	0,75

Б. 2 Схемы соединения и монтаж устройства

Б.2.1.1 Питания устройства.

Для питания используются внешний блок питания с выходным напряжением 12 В постоянного тока, мощностью не менее 5 Вт. Так же допускается применение ИБП для роутеров или видеокamer, или подобных устройств с выходным напряжением 12 В. Блок питания должен иметь вход для подключения заземления. Питание подключается к клемме X7 (рисунок Б.2.1), к контакту 1 подключается «+» к контакту 2 «-».

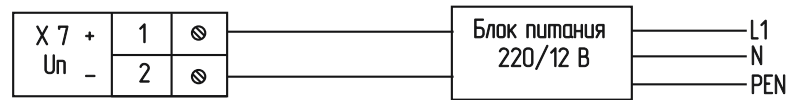


Рисунок Б.2.1- Схема подключения питания

Б.2.1.2 Подключение измерительных цепей напряжения.

Устройство производит измерение среднеквадратичных значений напряжения до и после коммутационного аппарата через клеммы X1 и X2 (рисунок Б.2.2). К клемме X1 присоединить цепи напряжения до коммутационного аппарата, к контактам 1,2 и 3 присоединить фазы L1-L3. К клемме X2 подключить цепи напряжения после коммутационного аппарата, к контактам 1,2 и 3 присоединить фазы L1-L3. Контакт 4 клемм X1 и X2 присоединить к нулевому проводнику, а также допускается их присоединение в одну точку. Для защиты входных цепей измерения напряжения в устройстве применены полупроводниковые элементы варисторы. Для защиты измерительных цепей от перенапряжений необходимо установить аппараты защиты, допускается установка предохранителей на ток не более 0,5 А, или однополюсные автоматические выключатели с номинальным током 0,5 А на каждую фазу.

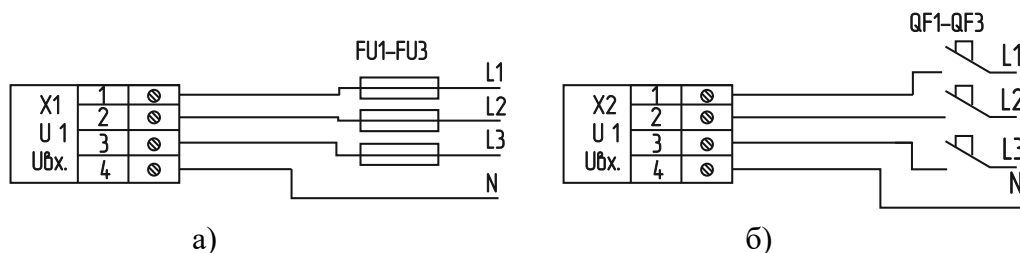


Рисунок Б.2.2 – Схемы соединения цепей измерения напряжения: а - с применением предохранителей, б - с применением автоматических выключателей

Б.2.1.3 Подключение и установка датчиков тока

Для измерения тока используют датчики тока SCT-013-000 (рисунок Б.2.3). Данные датчики имеют разъемную конструкцию и устанавливаются на провода за коммутационным аппаратом. Диаметр проводника, на который можно установить данные датчики тока составляет 13 мм, также необходимо соблюдать направление тока в проводнике, на датчике тока указано направления тока в виде стрелочек (рисунок Б.2.3) совместить с направлением тока.



Рисунок Б.2.3- Внешний вид датчиков тока

Датчики тока присоединяют к клемме X3 МБУСП-1 в следующей последовательности: датчик тока фазы L1 к контакту 1 белый провод, к контакту 2 красный, остальные датчики фаз L2, L3 присоединить аналогично 3,5 контакт белый провод, 4,6 красный, 7,8 контакты в данной модификации не используют. Схема присоединения датчиков тока представлена на рисунке Б.2.4

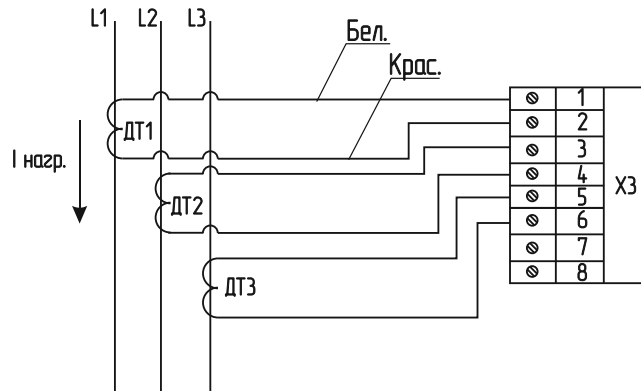


Рисунок Б.2.4 – Схема подключения датчиков тока прямое включение

В большинстве случаев ток короткого замыкания имеет значение больше 100 А, в этом случае необходимо присоединить датчики тока к вторичным цепям трансформаторов тока, схема приведена на рисунке Б.2.5. При этом необходимо настроить в меню устройства коэффициент трансформации в зависимости от установленных трансформаторов тока. Пример, если установлены трансформаторы тока Т-0.66 5ВА 250/5 с шиной кл.т. 0.5S, тогда $250/5=50$ в меню во вкладке «Коэфф. тр.ТТ:» установить значение 50, это повлияет на все измерения тока и мощности.

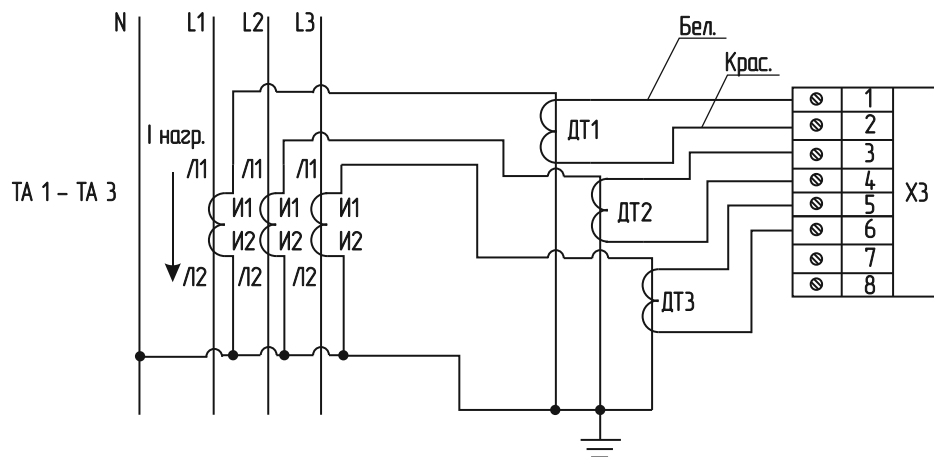


Рисунок Б.2.5 Схема подключения датчиков тока к трансформаторам тока

Для проверки правильности установки датчиков тока необходимо обратить внимание на знак мощности, мощность не должна быть отрицательна, данные измерений представлены на дисплее устройства (см. раздел Меню и настройки).

Б.2.1.4 Контрольные цепи

Устройство осуществляет контроль за состоянием коммутационного аппарата через цифровой вход клеммника X5 контакты 1, 2, данный вход имеет логику 5 В, поэтому рекомендуется данный вход присоединить к дополнительным нормально разомкнутым контактам коммутационного аппарата, при этом использовать экранированный провод сечением не менее 1 мм². Внимание на данный вход запрещается подключать сетевое напряжение, так как это приведет к порче устройства. Схема присоединения приведена на рисунке Б.2.6.

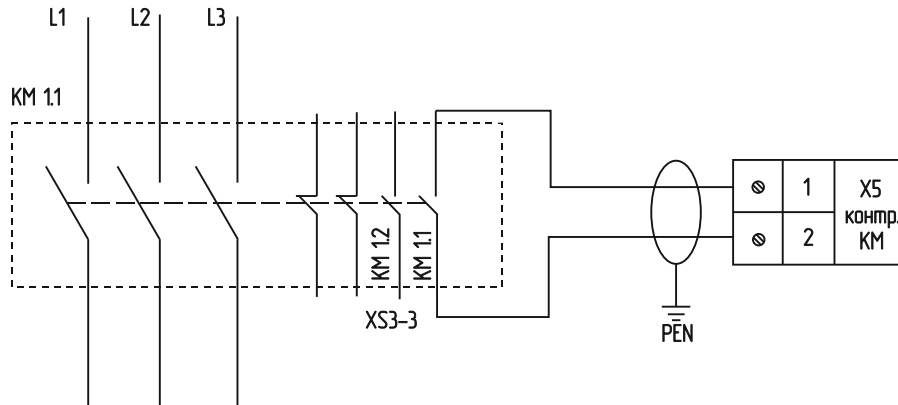


Рисунок Б.2.6 – Схема присоединения контрольных цепей коммутационного аппарата

Б.2.1.5 Цепи управления коммутационным аппаратом

Управлять данным устройством можно контакторами разных типов, с задержкой включения и без нее. С задержкой - вакуумный контактор LSM/TEL 1-4/400. Данный контактор не может мгновенно включиться, так как имеет отдельные цепи управления, и время собственного включения составляет 10 сек. Устройство может осуществлять управление контактором по схеме одним каналом или двумя, для этого необходимо в меню во вкладке «Схема упр.» выбрать 1 или 2 реле. Цепи управления подключаются к клемме X4, контакты 1, 2 и 3 являются контактами реле канала Ch1, контакты 1 и 2 являются нормально замкнутыми (НЗ), а контакты 2 и 3 нормально разомкнутыми (НР), Ch 2 имеет контакты 4,5 НЗ и 5,6 НР. Схемы управления одним реле разными типами контакторов приведены на рисунках Б.2.7 и Б.2.8.

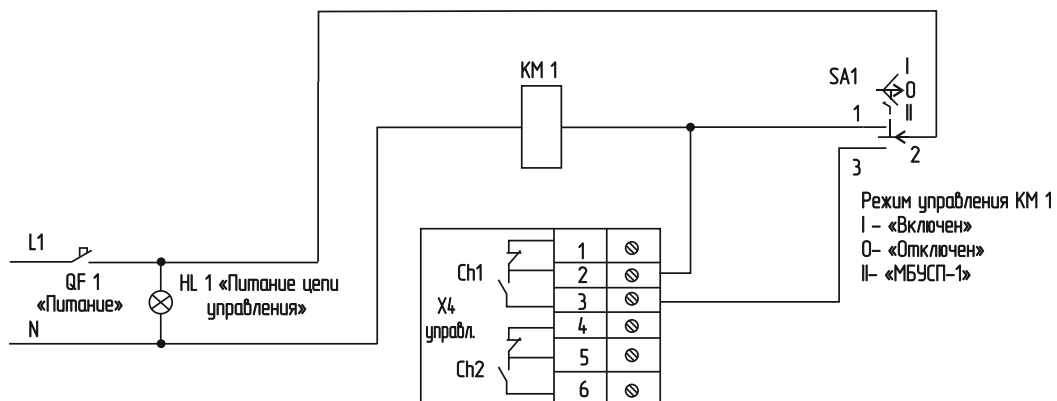


Рисунок Б.2.7 – Схема подключения цепей управления с контактором

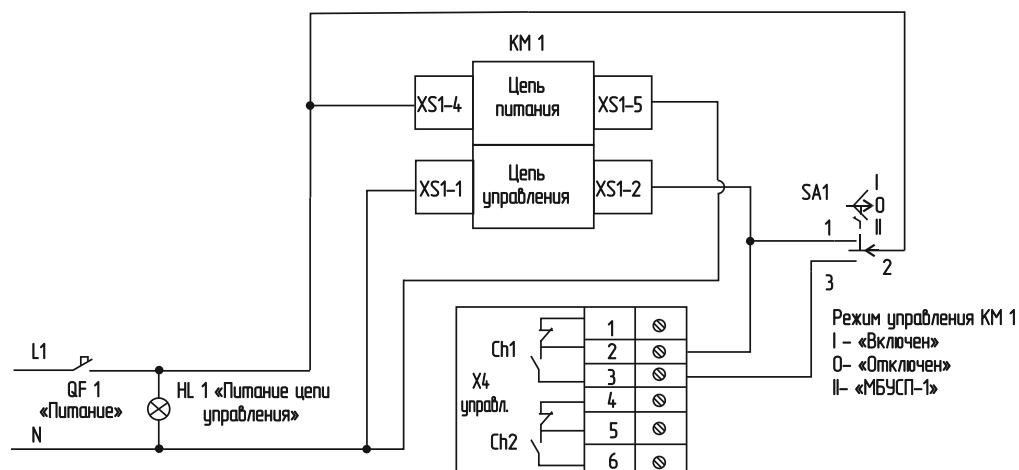


Рисунок Б.2.8 - Схема подключения цепей управления с контактором марки LSM/TEL 1-4/400

Схемы управления двумя реле разных типов контакторов приведены на рисунках Б.2.9 и Б.2.10

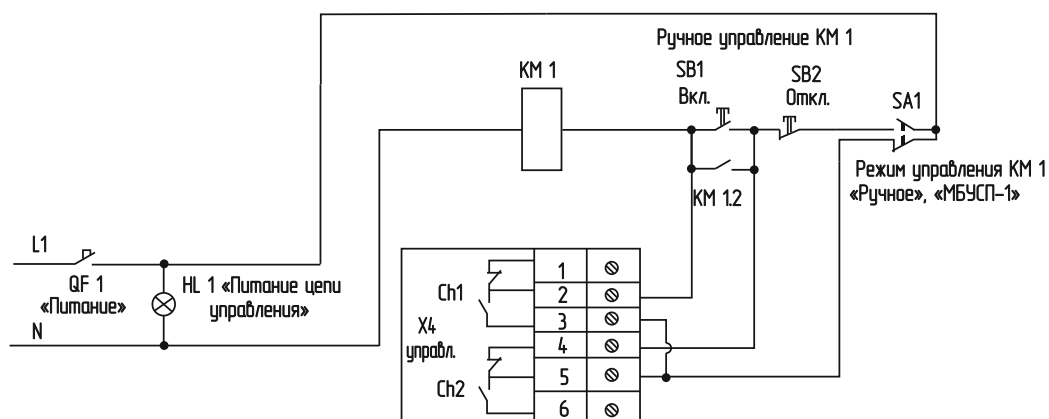


Рисунок Б.2.9 - Схема подключения цепей управления контактора двумя реле

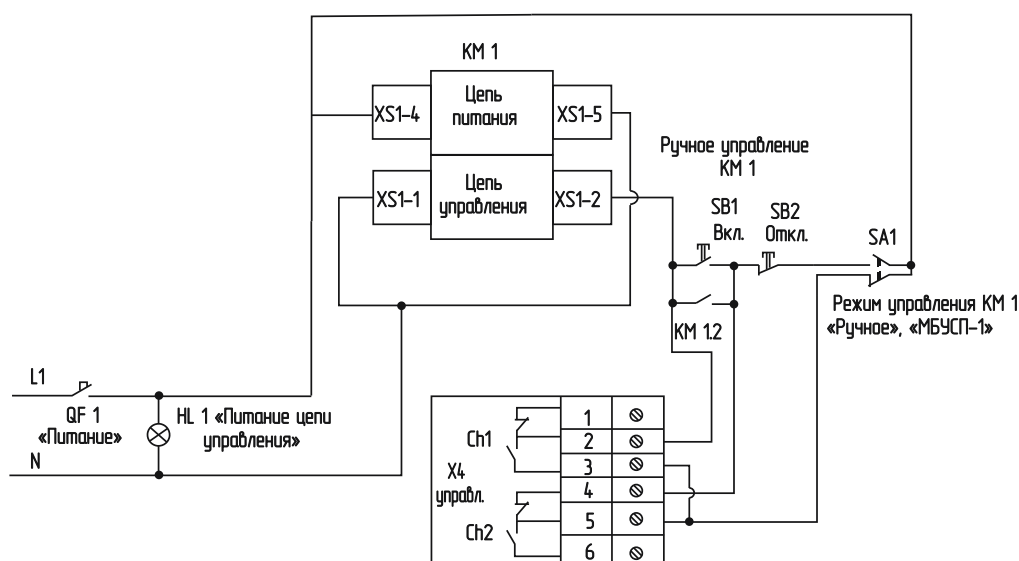


Рисунок Б.2.10 - Схема подключения цепей управления двумя реле контактором марки LSM/TEL 1-4/400

Б.2.1.6 Подключение интерфейса связи

Устройство имеет возможность передачи данных и сигналов управления по интерфейсу RS-485 с реализацией протокола ModBus RTU. К клемме X6 производится подключения устройств сбора и передачи данных (УСПД, модем и т.д.), к контакту 1 подключается В-, к контакту 2 А+, 3 контакт GND. Для подключения интерфейса рекомендуется применять кабели КИС-П 1х2х0,60 или подобные. Схема соединения приведена на рисунке Б.2.11

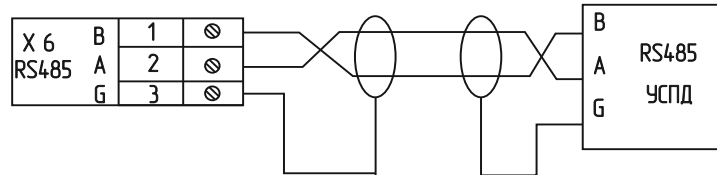


Рисунок Б.2.11 –Схема подключения интерфейса RS-485

Б.2.1.7 Размещение и способ крепления устройства

При монтаже устройства необходимо устанавливать его на расстоянии не менее 20 см. от коммутационного аппарата. Крепления устройства осуществляется на DIN рейку длиной не менее 16 см, и фиксируется защелками, установленными на устройстве. Для фиксации устройства необходимо отвести защелки 1 (рисунок Б.2.12) вниз до щелчка, после этого установить устройство на DIN-рейку, и движением защелок вверх зафиксировать устройство.

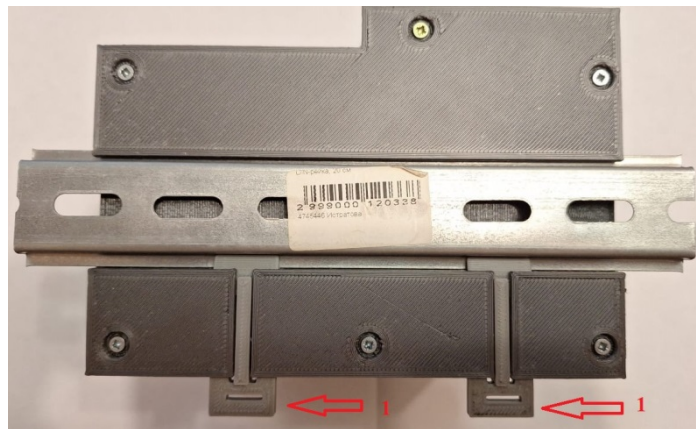


Рисунок Б2.12 – Монтаж устройства на DIN-рейку

Габаритные размеры устройства представлены в приложении Б.1.

Б.3 Меню и настройки устройства

Б.3.1.1 Взаимодействие с устройством через дисплей

Устройство имеет oled дисплей 1,3 дюйма с разрешением 128х64 пикселей, на котором отображается общая информация о режимах работы, измерениях, сигналы РЗиА. Дисплей выводит 8 строк по 20 символов для отображения информации (рисунок Б.2.13 цифра 1). Для управления и введения настроек в устройстве имеется энкодер с кнопкой без фиксации (рисунок Б.3.1 цифра 2).

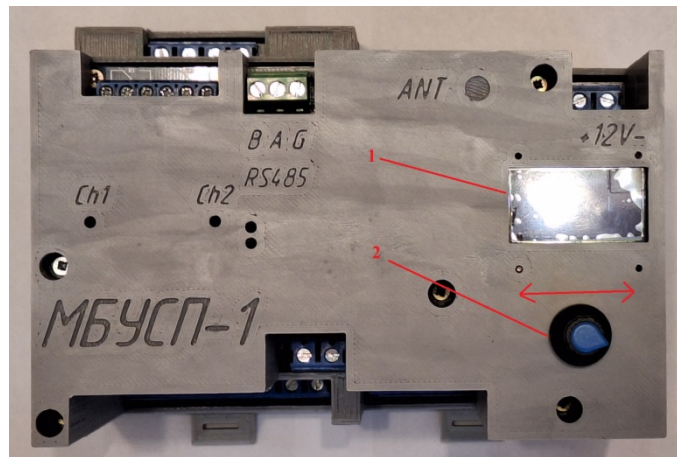


Рисунок Б.3.1 - Место расположения дисплея(1) и энкодера (2)

Управление стартовым меню состоящего из трех экранов с общей информацией, осуществляется при помощи поворота энкодера «вправо»; для возврата на 1 экран необходимо поворачивать энкодер «влево». Если не осуществлять взаимодействие с устройством через энкодер в течение 3 минут дисплей переходит в режим энергосбережения и отключается, для включения дисплея необходимо осуществить поворот кодера в любую сторону.

Б.3.1.2 Стартовое меню

Стартовое меню состоит из трех экранов с общей информацией.

Экран №1 содержит следующую информацию (рисунок Б.3.2):

- 1-я строка содержит информации о текущем времени и дате устройства в формате ч: м: с- д: мес.: год;
- 2-я строка содержит информацию о режиме управления (РУ:), в устройстве реализовано 2 варианта управления устройством это «Местный режим» (МР) и «Дистанционный режим» (ДР). Та же в этой строке указан режим работы устройства (РР:), режим секционирования пункта (СП), режим автоматического ввода резерва (АВР);
- 3-я строка «Схема управ.:» содержит информацию о схеме управления коммутационным аппаратом согласно пункту 2.1.5. Схема управления 1 реле «1 рел.» и двумя реле «2 рел.»;
- 4-я строка «Состояние Ch:» содержит информацию о состоянии реле подключенного для включения устройства и имеет два состояния включено «On» и выключено «Off»;
- 5-я строка «РЗиА-> ЗМН:» показывает состояние работы защиты минимального и максимального напряжения, «On» - введена, «Off» - выведена, так же в этой строке отображается состояние работы ЗМН на сигнал «Сиг.:» On» - введена, «Off» - выведена;
- 6 и 7 строки «РЗиА->МТЗ:On|АПВ:2ст.» и «РЗиА->МТО:On|АПВ:2ст.» аналогичны и указывают на состояние работы МТЗ и МТО «On» - введена, «Off» - выведена. Помимо состояния защит показывает состояния работы автоматики АПВ «Off» - выведена, «1 ст.» - введена 1 ступень АПВ от МТЗ, «2 ст.» - введена 2 ступени АПВ от МТЗ, отображение состояния АПВ с пуском от МТО аналогично;
- 8-я строка «Сост.->Sd:on ,KM:Off» отображает состояние устройства «Sd» -состояние карты памяти micro SD «On» - вставлена и исправна, «Off» - не вставлена или неисправна. «KM» - показывает положение коммутационного аппарата «On» - включен, «Off» - отключен.

12:00:00	14.11.2023
РУ:ДР	РР:СП
Схема управ.: 1 рел. Состояние Ch: Off РЗиА->ЗМН:On Сиг.:On РЗиА->МТЗ:On АПВ:2ст. РЗиА->МТО:On АПВ:2ст. Сост.->Sd:on ,КМ:Off	

Рисунок Б.3.2 – Экран №1 стартового меню

Экран №2 содержит информацию об измеряемых параметрах напряжения на вводе X1 (рисунок Б.3.3): ток, активную мгновенную мощность, активную накопленную мощность.

Ф	U, В	I, А	cos, f
L1	220,1	20,35	0,97
L2	220,1	20,35	0,97
L3	220,1	20,35	0,97
		Р, Вт	Wh, кВт
L1	4344,66	2,6	
L2	4344,66	2,6	
L3	4344,66	2,6	

Рисунок Б.3.3 –Экран №2 стартового меню

Экран №3 содержит информации о сигналах работы РЗиА, а также выводит общую информацию об адресе устройства интерфейса RS-485 и скорости передачи.

На экране представлена следующая информация (рисунок Б.3.4):

- 1-я строка является заголовочной;
- 2-я строка содержит информацию о сигналах срабатывания защиты ЗМН «Да» - сработала «Нет» - не сработала;
- строки 3,4 содержат информацию о срабатывании защит МТЗ, МТО и работе автоматики АПВ: для МТЗ «Да» - сработала, «Нет» - не сработала: АПВ «Нет» - не сработала, «1 ст.» - сработала первая ступень АПВ, «2 ст.» - сработала вторая ступень АПВ;
- в строке 5 содержится информация о сигнале запрета АВР «Нет» - АВР не запрещен, «Да» - АВР запрещен;
- в 6-ой строке содержится информация о наличии напряжения на вводах X1, X2 в зависимости от режима работы устройства, режим работы «СП» X1 - «Да» при наличии напряжения на всех трех фазах, X2 – «Да» при наличии напряжения на любой фазе. После включения коммутационного аппарата на вводе X2 контроль не осуществляется. Режим работы «АВР» при наличии напряжения на любой фазе на резервируемом участке сети устанавливается сигнал «Да».
- 7-я строка содержит информацию об адресе устройства на шине RS-485 и скорость обмена информацией;
- в строке 8 содержится уникальный ID номер устройства, присвоенный при изготовлении устройства.

```

<---Сигналы РЗиА--->
ЗМН->:max:Нет|min:Нет
МТЗ->:Нет |АПВ:Нет
МТО->:Нет |АПВ:Нет
Запр. АВР->:Нет
Н.Ун->:X1: Нет |X2:Нет
MBsL|adr:1 |Sp:57600
Id->MBUSP/000001

```

Рисунок Б.3.4 –Экран №3 стартового меню

Б.3.1.3 Меню настроек

Устройство содержит два меню настроек. Первое меню - меню настройки времени, даты и сброса РЗиА, второе меню служит для настройки основных функций и настройки уставок защит. Для вызова первого меню необходимо нажать кнопку энкодера и, удерживая ее, совершить поворот влево, после чего появится меню настроек времени и даты. Для выбора параметра необходимо выбрать строку, вращая энкодер, после чего нажать на кнопку энкодера и, вращая, изменить параметр. Возврат к выбору строк параметра осуществляется повторным нажатием на кнопку энкодера. Меню настроек часов и даты представлен на рисунке Б.3.5.

```

>Год:          2023
Месяц:         11
Дата:          14
Час:           12
Минут:         00
Выйти и сохр. <-0->
Выйти и не сохр. <-0->
Сброс РЗиА    <-0->

```

Рисунок Б.3.5- Меню настроек даты и часов

Как видно из меню, в устройстве нет настроек секунд. Для установки точного времени и даты необходимо установить год, месяц, дату, час, минуты на одну больше текущего времени, после чего выбрать меню «Выйти и сохр. <-0->». Используя часы, дождаться совпадения секунд в точке 59 сек., повернуть энкодер в любую сторону. Для выхода из меню необходимо выбирать строки «Выйти и сохр. <-0->» если производится настройка времени, «Выйти и не сохр. <-0->» - вызвали меню случайно. Строка «Сброс РЗиА <-0->» - выполняет функцию сброса РЗиА, в случае работы защит включение коммутационного аппарата будет заблокировано от действия защит (МТО, МТЗ, ЗМН). Для сброса всех сигналов необходимо выбрать пункт меню и совершить поворот энкодера в любую сторону, после сброса РЗиА откроется стартовое меню. Также сброс защит можно осуществить, дистанционно записав в регистр coils «1» по адресу 000011 используя протокол ModBus RTU (см. раздел Связь и дистанционное управление устройством).

Меню основных настроек и ввода уставок имеет 33 пункта меню. Дисплей может отображать только 8 строк, для работы с меню реализован листинг по принципу добавления строки снизу и удаления верхней строки. Для вызова меню необходимо удерживать кнопку энкодера, не отпуская ее, совершить поворот вправо. После этого на экране появится меню основных настроек. Ввод настроек доступен только в местном режиме, все остальные параметры будут отображены, но редактироваться не будут. Так же недоступными для

редактирования строки в конце будут иметь символ «*». Для ввода настроек нужно изменить режим управления в строке 2 (рисунок Б.3.6), выбрать режим «МР», после этого все пункты меню станут доступны и символ «*» в конце строк исчезнет. После введения необходимых настроек и уставок для сохранения параметров необходимо выбрать первую строку «Выйти и сох. <-0->», после чего произойдет сохранение всех измененных настроек и откроется стартовое меню. Если не совершать выход через первый пункт меню, то устройство спустя 3 минуты автоматически перейдет на стартовое меню. Параметры, внесенные не сохранятся в памяти, после перезагрузки устройства примут прежние значения.

```
>Выйти и сох. <-0->
Режим управ.:ДР
Реж. работы :СП*
Упр.Разр.Вкл :On*
Упр.рел.Ch   :Off*
Схема управ.:1 рел.*
Защита МТО :On*
Ито откл., А 100*
```

Рисунок Б.3.6 – Пример отображения меню с закрытым доступом к настройкам

Рассмотрим меню основных настроек. Все пункты меню представлены на рисунке Б.3.7

```
>Выйти и сох. <-0->
Режим управ.:МР
Реж. работы :СП
Упр.Разр.Вкл :On
Упр.рел.Ch   :Off
Схема управ.:1 рел.
Защита МТО :On
Ито откл., А 100
АПВ от МТО :2 ст
АПВ,ТО 1,сек:5
АПВ,ТО 2,сек:10
Защита МТЗ :On
Итз откл., А :50
Зад.МТЗ,сек, :5
АПВ от МТЗ :2 ст.
АПВ,ТЗ 1,сек :10
АПВ,ТЗ 2,сек:20
Сигнал ЗМН :On
ЗМН Umax, В:251
ЗМН Umin, В:199
Зад.ЗМН, сек:10
Защита ЗМН :On
ЗМНo.Umax,В:271
ЗМНo.Umin,В:160
Мин.У сиг, В :80
Тип. КМ :Zoff
З.Вкл.КМ, сек:10
Адр. ModBus :1
Скор.ModBus :57600
Запрет АВР :Off
Ст.пит. АВР :X1
Кэфф. тр.ТТ :1
Лог. запись :On
```

Рисунок Б.3.7- Основное меню настроек

Пункт меню «Режим управ.:» служит для выбора управления устройством и ввода настроек. Режим «МР» - местный режим осуществляет местное управление устройством, доступен ввод настроек в меню, при этом дистанционное управление становится недоступным, при этом диспетчер будет уведомлен о входе в режим и получает все сигналы от сигнализаций. «ДР» - дистанционный режим, в этом режиме управление производится удаленно диспетчером, ввод настроек в меню основных настроек не доступен кроме ввода режима управления.

«Реж. работы:» - режим работы, в этом пункте меню выбирается в каком режиме работает устройство. Режим «СП» - выполняет функции секционирования в сети 0,4 кВ, режим «АВР» - выполняет функции автоматического ввода резерва в сети 0,4 кВ.

«Упр.Разр.Вкл:» - управление разрешением на включение, поскольку устройство работает автоматически то для запрета включения коммутационного аппарата или его отключения используется сигнал запрет: в пункте меню доступно «On» - запрет включен, «Off» - запрет выключен. Устройство включает коммутационный аппарат автоматически при наличии трёх фаз на вводе устройства.

«Управ.рел.Ch:» - управление каналами реле устройства Ch1-2: «On» - реле включено, «Off» - реле выключено, настройка служит для тестовой проверки работоспособности реле и проверки правильности работы схемы управления коммутационным аппаратом, а также позволяет принудительно включать и отключать коммутационный аппарат.

«Схема управ.:» - схема управления реле устройства выбирается в зависимости от схемы управления (см. п. Б.2.1.5 руководства): «1 рел.» - коммутационный аппарат управляется по одному реле (рисунок Б.2.7, Б.2.8), «2 рел.» - коммутационный аппарат управляется по двум реле (рисунок 2.9, 2.10).

«Защита МТО:» - защита МТО: «On» - введена, «Off» - выведена.

«Иоткл., А:» - ток отключения токовой отсечки вводится путем вращения энкодера и может принимать значение от 1 до 7000 А (устанавливается больше МТЗ).

«АПВ от МТО:» - данная автоматика пускается от защиты МТО и имеет максимально 2 ступени: «Off» - автоматика выведена, «1ст.» - введена 1 ступень до запрета АПВ, «2ст.» - введено 2 ступени до запрета АПВ.

«АПВ, ТО 1, сек.:» - время задержки срабатывания 1-ой ступени АПВ, диапазон от 1 до 300 сек.

«АПВ, ТО 2, сек.:» - время задержки срабатывания 2-ой ступени АПВ, диапазон от 1 до 300 сек.

«Защита МТЗ:» - защита МТЗ: «On»- введена, «Off»- выведена.

«Итз. откл., А:» - ток отключения токовой защиты может принимать значение от 1 до 1600 А.

«Зад.МТЗ, сек.:» - выдержка времени срабатывания токовой защиты, диапазон от 1 до 300 сек.

«АПВ от МТЗ:» - данная автоматика пускается от МТЗ и имеет максимально 2 ступени: «Off» - автоматика выведена, «1ст.» - введена 1 ступень до запрета АПВ, «2ст.» - введено 2 ступени до запрета АПВ.

«АПВ, ТЗ 1, сек.:» - время задержки срабатывания 1-ой ступени АПВ, диапазон от 1 до 300 сек.

«АПВ, ТЗ 2, сек.:» - время задержки срабатывания 2-ой ступени АПВ, диапазон от 1 до 300 сек.

«Сигнал ЗМН:» - сигнализация максимального и минимального напряжения: «On»- введена, «Off»- выведена. Сигнализация позволяет получать информацию о превышении установленного напряжения и не производит отключения.

«ЗМН U_{max}, В» - уставка напряжения срабатывания сигнала максимального напряжения, диапазон от 200 до 300 В.

«ЗМН U_{min}, В» - уставка напряжения срабатывания сигнала минимального напряжения, диапазон от 100 до 199 В.

«Зад.ЗМН, сек:» - время задержки срабатывания ЗМН на сигнал, диапазон от 1 до 100 сек.

«Защита ЗМН:» - защита максимального и минимального напряжения: «On» - введена, «Off» - выведена. Защита дает сигнал на отключение коммутационного аппарата при достижении уставок без выдержки времени.

«ЗМНo.U_{max}, В» - уставка напряжения максимального напряжения на отключение, диапазон от 200 до 300 В.

«ЗМНo.U_{min}, В» - уставка напряжения минимального напряжения на отключение, диапазон от 100 до 199 В.

«Мин.U сиг, В:» - минимальный уровень напряжения на фазе который считается наличием напряжения на фазе, диапазон от 50 до 150 В.

«Тип. КМ:» - настройка управления контактором с задержкой или без нее: «Zoff»- задержка не нужна, «Zon»-задержка включена.

«З.Вкл.КМ, сек:»- уставка времени задержки включения контактора после подачи сигнала, при работе АПВ время складывается с временем уставок АПВ, диапазон от 1 до 60 сек.

«Адр. ModBus:» - адрес устройства на шине RS-485, от 1 до 247, после сохранения необходима перезагрузка устройства.

«Скор.ModBus:» - скорость передачи данных по интерфейсу RS-485. Имеет следующие значения 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бит/сек. После сохранения необходима перезагрузка устройства.

«Запрет АВР:» - ручной ввод сигнала запрет АВР: «Off» - нет запрета, «On» -запрет установлен.

«Ист.пит.АВР:» - сторона источника питания, установка источника питания для работы АВР: «X1»- входы цепей напряжения клеммы X1, «X2»- входы цепей напряжения клеммы X2.

«Коэфф. тр.ТТ:» - устанавливается коэффициент трансформации трансформатора тока при измерении через трансформаторы тока по схеме (рисунок 2.5).

«Лог. запись:» - запись логов: «On» - ведётся запись данных на micro SD карту с интервалом 10 сек., «Off» - запись отключена.

Б.4. Релейная защита и автоматика

Б.4.1.1 Защиты МТЗ, МТО

Защита МТЗ представляет собой токовую защиту с выдержкой времени срабатывания. При превышении тока уставки запускается таймер, по истечению времени отчета таймера дается сигнал на отключение коммутационного аппарата. В случае если таймер не истек, а ток стал меньше уставки отключения, таймер сбрасывается до следующего превышения тока. В устройстве реализован алгоритм защиты от ложного срабатывания при работе МТО, пуск МТЗ не осуществляется.

Защита МТО являться токовой отсечкой мгновенного действия, при превышении тока уставки мгновенно дает сигнал на отключение коммутационного аппарата без выдержки времени.

Для примера работы рассмотрим работу токовых защит со следующими уставками: ток МТО $I_{с.з.МТО} = 100\text{А}$, ток МТЗ $I_{с.з.МТЗ} = 50\text{ А}$, время задержки МТЗ - 30 сек. Времятоковые характеристики работы защит представлены на рисунке Б.4.1, из которого видно, что в

диапазоне от 50 до 100 ампер работает МТЗ. Время отключения может отличаться от заданной задержки времени на 0,4-0,8 сек., что связано с временем обработки АЦП устройства и временем опроса ИС измерений. От 100 А и выше срабатывает МТО защита, время срабатывания составит 0,4-0,8 сек.

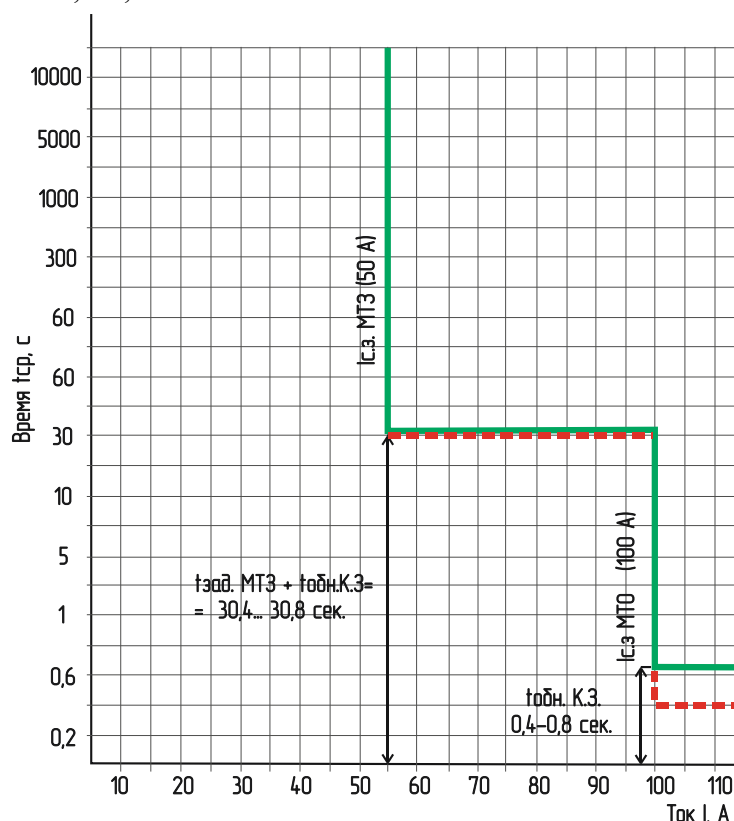


Рисунок Б.4.1- Пример времятоковых характеристик работы МТО и МТЗ
Сброс работы МТЗ осуществляется через вызов функции «Сброс РЗиА» (см. п. Б.3.1.3).

Б.4.1.2 Защита ЗМН

Защита минимального и максимального напряжения представляет собой защиту и сигнализацию с задержкой по времени.

Работа ЗМН на сигнал.

При превышении напряжения уставки запускается таймер отчета, если до истечения времени таймера напряжение не стало ниже напряжения уставки выдаётся соответствующий сигнал о превышении напряжения для оповещения диспетчера. Задержку можно вести вручную или дистанционно в диапазоне от 1 до 60 сек.

Работа ЗМН на отключение коммутационного аппарата.

При превышении напряжения уставки максимального напряжения на отключение ЗМН., подаётся сигнал на мгновенное отключение коммутационного аппарата, а также выдаётся сигнал диспетчеру о работе данной защиты.

Защита и сигнализация минимального напряжения работает аналогичным способом. Контроль напряжения осуществляется по каждой фазе с клемм Х1, Х2.

Пример работы ЗМН на сигнал приведен на рисунке Б.4.2. Выведенные уставки: ЗМН на сигнал максимальное напряжение 251 В, минимальное напряжение 190 В, задержка ЗМН 10

сек. Пример работы ЗМН на отключение приведен на рисунке Б.4.3 со следующими уставками ЗМН на отключение: максимальное напряжение 270 В, минимальное напряжение 160 В.

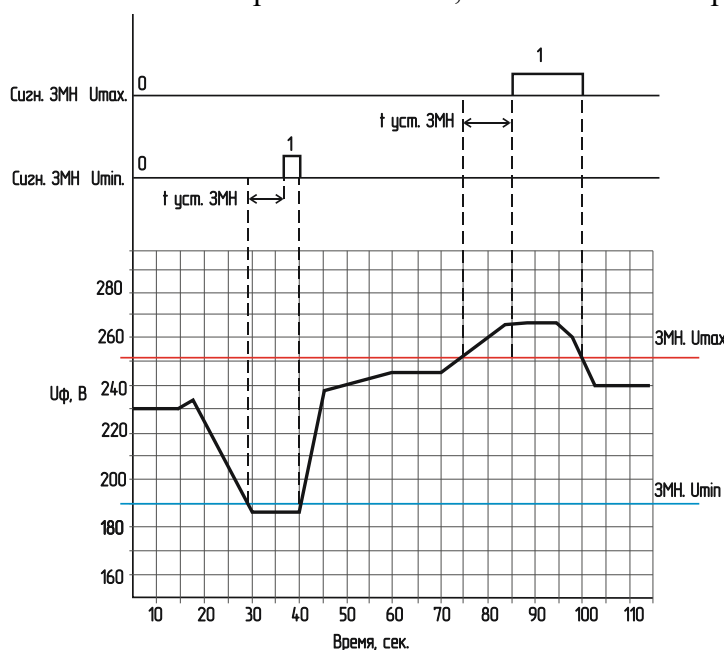


Рисунок Б.4.2- Пример работы ЗМН на сигнал

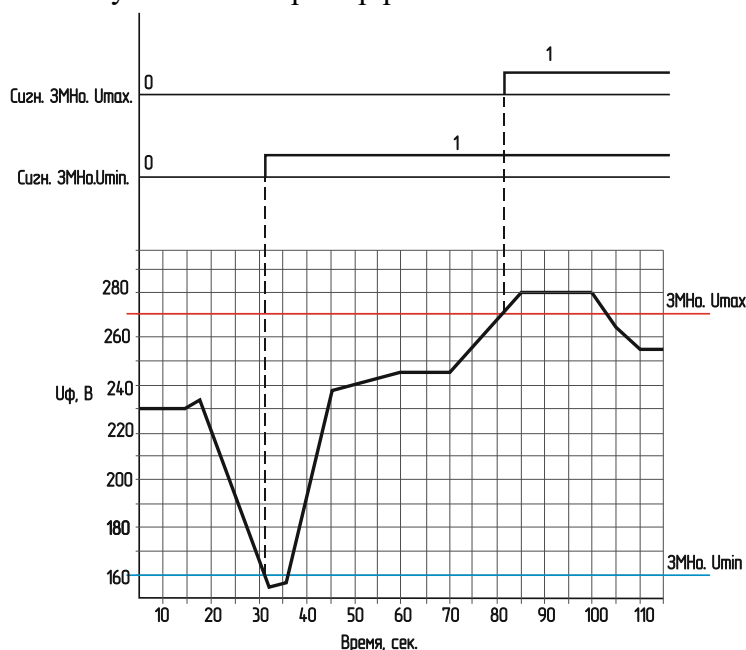


Рисунок Б.4.3- Пример работы ЗМН на отключение

Б.4.1.3 Автоматическое повторное включение

Устройство оснащено АПВ с 2 ступенями включения с пуском от токовых защит. АПВ настраивается для каждой защиты отдельно (МТЗ, МТО). После включения коммутационного аппарата АПВ блокируется на 20 сек., по истечению времени блокировка снимается автоматически, это позволяет избежать включения устройства на короткое замыкание после аварийного отключения. Настройка задержки времени каждой ступени АПВ от пуска токовых защит вводится через меню устройства (см. п. Б.3.1.3) или дистанционно (см. п. Связь и дистанционное управление устройством). Сигналы работы 2-х ступеней включения АПВ с

пуском от МТЗ с неуспешной работой обеих ступеней представлена на рисунке Б.4.4а. Сигналы работы 2 ступеней включения АПВ с пуском от МТЗ и успешной работой 1 ступени включения АПВ представлены на рисунке Б.4.4б.

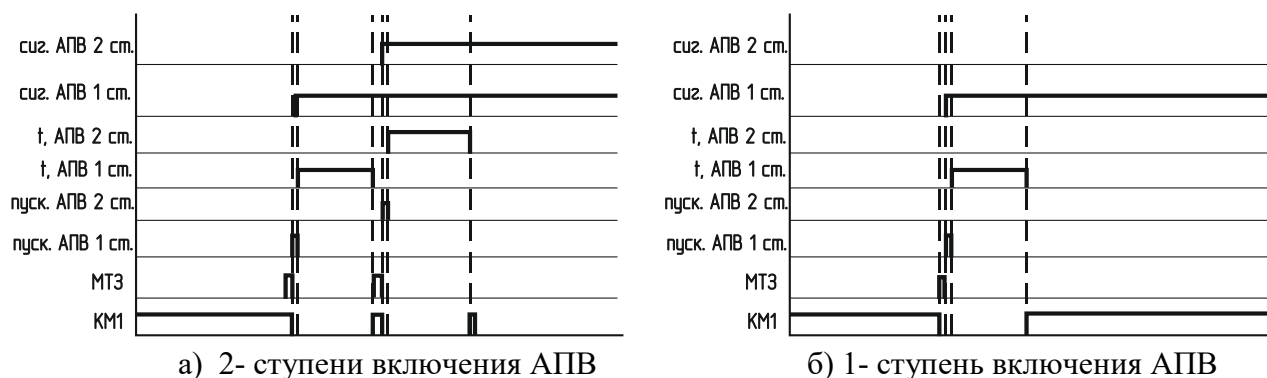


Рисунок Б.4.4 – Диаграмма сигналов работы АПВ

Сброс работы АПВ осуществляется через вызов функции «Сброс РЗиА» (см. п. Б.3.1.3).

Б.5 Режимы работы устройства

Б.5.1 Режим работы «СП»

Реализуемые функции в режиме «СП»:

- секционирование ВЛ 0,4 кВ;
- функции защиты МТО, МТЗ;
- две независимых ступени АПВ с пуском от токовых защит;
- контроль напряжения на вводах устройства с реализацией ЗМН;
- управление коммутационным аппаратом (местное и дистанционное);
- сигнализация о работе защит и автоматики.

Б.5.1.1 Описание работы режима «СП»

В режиме «СП» устройство позволяет управлять коммутационным аппаратом как дистанционно по протоколу связи ModBus RTU (регистр coils адрес 000003), так и местно через меню устройства пункт меню «Упр.Разр.Вкл.». При отсутствии сигнала на запрет включения коммутационного аппарата устройство переходит в автоматическое управление коммутационным аппаратом. Для автоматического включения коммутационного аппарата необходимо чтоб соблюдались следующие условия:

- наличие напряжения на 3 фазах на клемме X1;
- отсутствие напряжения на 3 фазах на клемме X2;
- отсутствие сигнала защиты ЗМНю.

Если не будет выполнено одно из условий, устройство не будет подавать сигнал на включении коммутационного аппарата. Если в процессе работы пропадёт одна из фаз, устройство подаст сигнал на отключение коммутационного аппарата до тех пор, пока не будет восстановлен полнофазный режим работы. В случае фиксации защитами (ЗМН, МТО, МТЗ) аварийного режима работы сети, устройство даст сигнал на отключение коммутационного

аппарата. Для восстановления нормального режима работы необходимо отправить команду «Сброс РЗиА», это можно осуществить дистанционно или через меню устройства.

Б.5.2 Автоматический ввод резерва

Функция АВР может применяться для работы в сети с двумя источниками питания или осуществлять резервирование от резервного источника питания. Работа АВР основана на контроле напряжения на вводах коммутационного аппарата, через клеммы X1 и X2. Выбор стороны источника питания осуществляется в меню устройства п. Б.3.1.3 или дистанционно по протоколу связи ModBus RTU (регистр coils адрес 000014). Для получения сигнала на включение коммутационного аппарата на выбранном входе должно присутствовать напряжение на трех фазах, в случае отсутствия любой из фаз ввод АВР блокируется, также устройство осуществляет контроль наличия напряжения на резервируемой сети, напряжение должно отсутствовать на всех трех фазах. В случае наличия напряжения на любой из фаз на резервируемом участке устройство блокирует АВР до восстановления условия включения. Пример работы приведен на рисунке Б.5.1, источник питания подключен к входу X1.

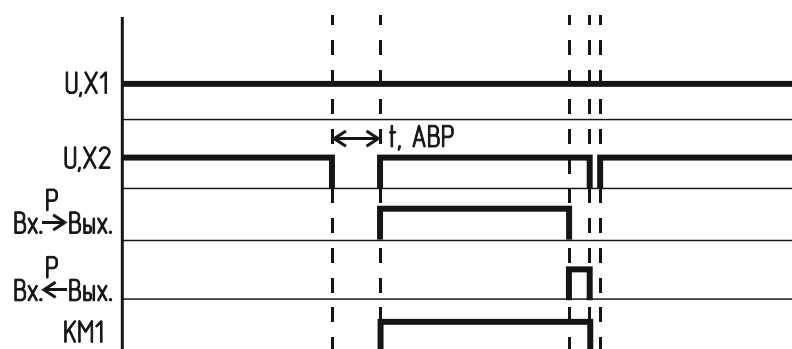


Рисунок Б.5.1 – Диаграмма работы АВР

Функция АВР, реализуемая устройством, имеет сигналы блокировки ввода АВР и функцию контроля направления мощности. Сигнал запрет АВР может быть получен дистанционно или введен вручную через меню устройства. В случае сбоя связи или отсутствия сигнала на отключение коммутационного аппарата в устройстве реализована функция автоматического отключения АВР по контролю направления мощности от источника к резервируемому участку сети, если протекающая мощность через силовые цепи становится противоположна на любой из фаз, то устройство мгновенно дает сигнал на отключение коммутационного аппарата (рисунок Б.5.1). Также функция АВР может использоваться с задержкой или без нее. Использование задержки реализуется через настройки меню через пункты меню «Тип КМ»- «Zоп», время задержки включения КМ – от 1 сек. до 60 сек. (см. п. Б.3.1.3). При работе АВР доступны все виды РЗиА (МТО, МТЗ, ЗМН, АПВ).

Б.6 Связь и дистанционное управление устройством

Б.6.1 Интерфейс связи RS-485

Для дистанционного управления устройство снабжено интерфейсом связи RS-485, настройка адреса и скорости обмена с устройством реализовано через меню устройства (см. п.

Б.3.1.3). Скорость обмена данными, поддерживаемая устройством: 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бит/сек. (рекомендовано 19200).

После ввода настройки интерфейса связи устройство необходимо перезагрузить, путем снятия напряжения питания с устройства на 3 сек. После перезагрузки устройство будет сконфигурировано с внесёнными настройками.

Б.6.1.1. Протокол ModBus RTU

Управление и считывание телеметрии осуществляется по протоколу Modbus RTU с форматом сообщения в форме 8N1 (8 бит данных, без паритета, 1 стоповый). Продолжительность интервала тишины между посылками не менее времени передачи 3,5 символов при данной скорости передачи в сети.

Устройство поддерживает следующие типы регистров:

- Coils - регистры флагов (для управления устройством);
- Discrete Inputs - дискретные входы (для сигнализации работы устройства);
- Input Registers - регистры ввода (для вывода телеизмерений в формате float);
- Holding Registers - регистры, предназначенные для хранения настроек с возможностью их чтения и записи (для чтения и записи уставок защит).

В таблице Б.6.1 представлены все доступные функции с описанием назначения регистров.

Таблица Б.6.1 – Функции с описанием назначения регистров

Function 01: Coils								
Адрес (регистр)	Наименование	Описание значения сигналов		Тип сигнала			Запись Function 05, 15	Чтение
				ТС	ТУ	ТИ		
000001	Режим работы	0-СП	1-АВР	+	+	-	+	+
000002	Режим управления	0-дистанционный (запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	1-местный (запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	+	+	-	+	+
000003	Дистанционного управления контактором	0-выкл.	1 –вкл.	+	+	-	+	+
000004	Режим работы МТЗ	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000005	Режим работы МТО	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000006	Режим работы АПВ от МТЗ 1 ст.	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000007	Работа АПВ от МТЗ 2 ст.	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000008	Режим работы АПВ от МТО 1 ст.	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000009	Работа АПВ от МТО 2 ст.	0-выведена	1- введена	+	+	-	+	+
000010	Запрет АВР	0-выкл.	1 – вкл.	+	+	-	+	+
000011	Сброс РЗА	0-нет управления	1- сбросить	-	+	-	+	-
000012	Защита ЗМН	0-выведена	1-введена	+	+	-	+	+
000013	ЗМН на сигнал	0-выведена	1-введена	+	+	-	+	+
000014	Ист. Пит. АВР	0- клемм. X1	1-клемм. X2	+	+	-	+	+
000015	Разрешение на запись настроек	0-запрещена	1 разрешена	+	+	-	+	+
Function 02: Inputs								
Адрес	Наименование	Описание значения сигналов	Адрес	Тип сигнала			Запись	Чтение
				ТС	ТУ	ТИ		
100001	Сигнал на включение СН1	0 –выкл.	1-вкл.	+	-	-	-	+
100002	Запрет АПВ	0 –выкл.	1-вкл.	+	-	-	-	+

Продолжение таблицы Б.6.1

100003	Работа МТЗ	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100004	Работа МТО	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100005	Работа АПВ от МТЗ 1 ст.	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100006	Работа АПВ от МТЗ 2 ст.	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100007	Работа АПВ от МТО 1 ст.	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100008	Работа АПВ от МТО 2 ст.	0-штатный	1-сработала	+	-	-	-	+
100009	Наличие напряжения фаза L1 (вход X1)	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100010	Наличие напряжения фаза L2 (вход X1))	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100011	Наличие напряжения фаза L3 (вход X1)	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100012	Наличие напряжения фаза L1 (вход X2)	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100013	Наличие напряжения фаза L2 (вход X2)	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100014	Наличие напряжения фаза L3 (вход X2)	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100015	Наличие напряжения на вводе X1	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100016	Наличие напряжения выход X2	0-нет	1- есть	+	-	-	-	+
100017	Состояние контактора КМ	0-выкл.	1- вкл.	+	-	-	-	+
100018	Карта памяти	0-не вставлена, неисправна	1- вставлена, исправна	+	-	-	-	+
100019	ЗМН откл. U _{max} .	0-штатный	1- сработала	+	-	-	-	+
100020	ЗМН откл. U _{min} .	0-штатный	1- сработала	+	-	-	-	+
100021	ЗМН сигн. U _{max} .	0-штатный	1- сработала	+	-	-	-	+
100022	ЗМН сигн. U _{min} .	0-штатный	1- сработала	+	-	-	-	+
100023	Отключение АВР (Мощность изменила направление)	0 – направление от источника питания	1- направление в сторону питания	+	-	-	-	+
Function 03 : Holding Registers формат данных целые числа(uint16_t)								
Адрес	Наименование	Описание значения сигналов		Тип сигнала			Запись Function 06, 16	Чтение
				TC	TU	TI		
400001	Ввод значение уставки МТО	Ввод в Амперах	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400002	Время включения АПВ 1 ступень для защиты МТО	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400003	Время включения АПВ 2 ступень для защиты МТО	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400004	Ввод значение уставки МТЗ	Ввод в Амперах	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400005	Время задержки включения защиты МТЗ	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400006	Время включения АПВ 1 ступень для защиты МТЗ	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+

Продолжение таблицы Б.6.1

400007	Время включения АПВ 2 ступень для защиты МТЗ	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400008	Значение уставки ЗМН откл. мин.	Ввод значения «Вольт»	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400009	Значение уставки ЗМН откл. макс	Ввод значения «Вольт»	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400010	Значение уставки зад.времени работы ЗМН, сигн.	Ввод значения в сек.	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400011	Значение уставки ЗМН сиг. мин.	Ввод значения «Вольт»	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
400012	Значение уставки ЗМН сигн. макс.	Ввод значения «Вольт»	(запись при включении по адресу 000015 1-запись разрешена)	-	+	+	+	+
Function 04: Input Registers								
Адрес	Наименование	Описание значения сигналов	Тип сигнала			Запись	Чтение	
			ТС	ТУ	ТИ			
300001	Напряжение фазы L1, В (вход X1)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300002								
300003	Напряжение фазы L2, В (вход X1)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300004								
300005	Напряжение фазы L3, В (вход X1)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300006								
300007	Напряжение фазы L1, В (вход X2)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300008								
300009	Напряжение фазы L2, В (вход X2)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300010								
300011	Напряжение фазы L3, В (вход X2)	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300012								
300013	ток фаза L1, А	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300014								
300015	ток фаза L2, А	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300016								
300017	ток фаза L3, А	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300018								
300019	Активная мгновенная мощность фаза L1 , кВт	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300020								
300021	Активная мгновенная мощность фаза L2 , кВт	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300022								
300023	Активная мгновенная мощность фаза L3, кВт·ч	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300024								
300025	Накопленная мощность фаза L1, кВт·ч	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300026								
300027	Накопленная мощность фаза L2, кВт·ч	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300028								
300029	Накопленная мощность фаза L3, кВт·ч	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300030								
300031	cosφ фаза L1	(тип данных float)	-	-	+	-	+	
300032								

Продолжение таблицы Б.6.1

300033 300034	cosf фаза L2	(тип данных float)	-	-	-	+	-	+
300035 300035	cosf фаза L3	(тип данных float)	-	-	-	+	-	+
300037 300038	Ток КЗ фаза L1, A	(тип данных float)	-	-	-	+	-	+
300039 300040	Ток КЗ фаза L2, A	(тип данных float)	-	-	-	+	-	+
300041 300042	Ток КЗ фаза L3, A	(тип данных float)	-	-	-	+	-	+

Стоит обратить внимание на функцию 04 - Input Registers - данные телеизмерений передаются в формате данных «float» - с плавающей точкой по двум регистрам младшим байтом вперед, считывание осуществляется парно по двум адресам.

Для записи уставок в функции 03 - Holding Registers доступна при включении 01- Coils разрешение запись разрешена адрес 000015.

Внимание!!! Переключение режима управление 01 - Coils адрес 000002 дистанционно не рекомендуется, так как это может привести к несчастному случаю (рекомендуется запретить запись этого регистра).

Б.7 Регистрация данных устройством на внешний носитель информации

Б.7.1 Установка карты памяти

Устройство поддерживает карты памяти формата microSD объемом до 4Гб, для установки карты памяти необходимо извлечь заглушку на левой боковой панели рисунок Б.7.1а затем вставить карту памяти в слот контактами вверх до щелчка рисунок Б.7.1б.



а) извлечение заглушки 1

б) установка microSD карты

Рисунок Б.7.1- Установка microSD карты памяти в устройство

Для извлечения карты памяти необходимо извлечь заглушку (рисунок Б.7.1а) и осуществить нажатие на карту памяти до щелчка рисунок Б.7.2, после чего карта памяти может быть извлечена. Для более удобного извлечения рекомендуется использовать пинцет или подобный инструмент. После извлечения или удаления карты памяти установить заглушку на место.

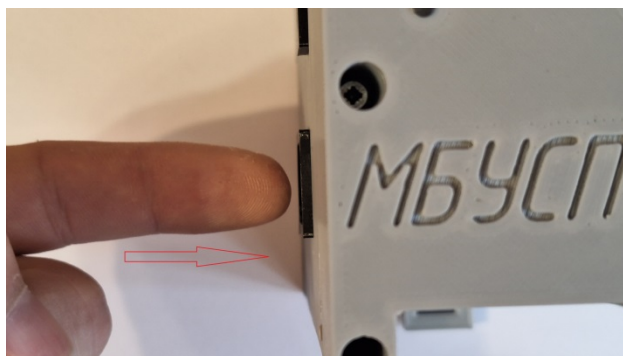


Рисунок Б.7.2 – Извлечение карты памяти из устройства

Б.7.2 Настройка записи данных на карту памяти

Устройство ведет запись данных об измерении и работе защит и автоматики на карту памяти в текстовый файл «DATALOG.TXT» с интервалом 10 сек., если данный файл отсутствует на карте памяти, устройство создаст его автоматически. Формат файловой системы карты памяти должен соответствовать «FAT32» другие форматы файловой системы устройством не поддерживаются.

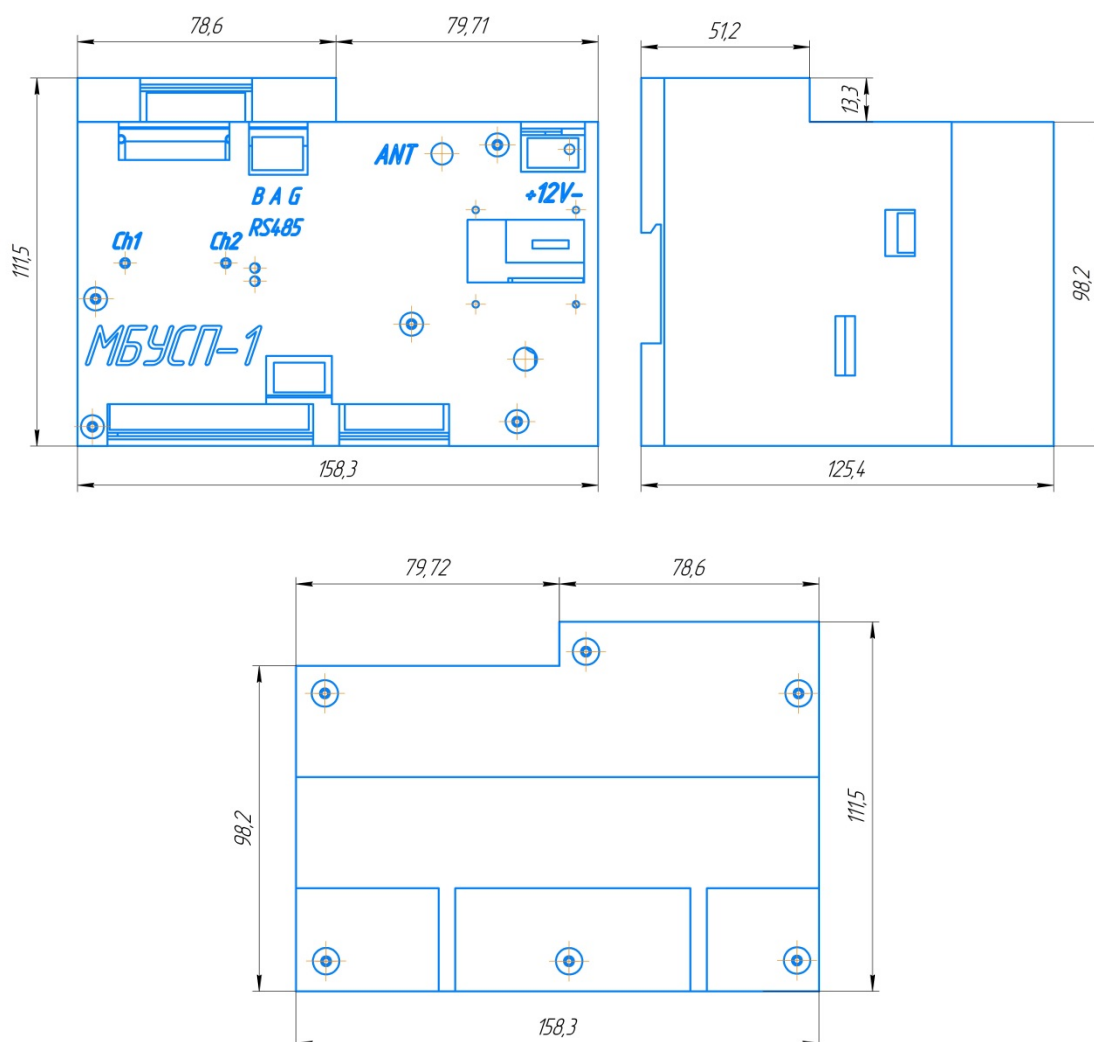
Для включения функции записи данных необходимо перейти в меню основных настроек (см. пункт Б.3.1.3) и выбрать пункт «Лог. запись:» установив значение «Он» затем выйти с сохранением настроек (см. пункт Б.3.1.3). В случае извлечения карты памяти на «горячую» (без снятия питания с устройства) и повторной ее установки необходимо совершить перезагрузку устройства путем снятия питания с устройства на 3 сек., или зайти в пункт меню «Лог. запись:» установив значение «Он», так как после извлечения карты памяти на «горячую» функция записи данных заблокируется.

Запись данных устройством осуществляется каждые 10 секунд в качестве разделителя между данными используется символ «,», запись видется строкой в формате: время, дата, «напряжение ф.А, вх.X1», «напряжение ф.В, вх.X1», «напряжение ф.С, вх.X1», «напряжение ф.В, вх.X2», «Напряжение ф.С, вх.X2», «ток ф.А, вх.X3», «ток ф.В, вх.X3», «ток ф.С, вх.X3», «активная мощность ф.А, Вт», «активная мощность ф.В, Вт», «активная мощность ф.С, Вт», «накопленная мощность ф.А, кВт», «накопленная мощность ф.В, кВт», «накопленная мощность ф.С, кВт», «коэффициент мощности ф.А», «коэффициент мощности ф.В», «коэффициент мощности ф.С», «ток К.З. ф.А, А», «ток К.З. ф.В, А», «ток К.З. ф.С, А», «режим работы устройства: 0-СП, 1-АВР», режим управления устройством: 0- дистанционный, 1- ручной», «режим работы МТЗ: 0-выведена, 1- введена», «режим работы МТО: 0-выведена, 1- введена», «режим работы АПВ от МТЗ: 0-выведена, 1- введена 1 ступень, 2- введена 2 ступени», », «режим работы АПВ от МТО: 0-выведена, 1- введена 1 ступень, 2- введена 2 ступени», », «режим работы ЗМНО: 0-выведена, 1- введена», «режим работы ЗМНс: 0-выведена, 1- введена», « разрешение на включение коммутационного аппарата: 0- нет, 1- да», « источник питания: 0- клемма X1, 1-клемма X2», «сигнал запрета АВР: 0- нет, 1- да», «Сигнал о включение реле устройства Ch: 0- выкл., 1- вкл.», «сигнал блокировки АПВ: 0-нет, 1-да», «сигнал о работе МТЗ: 0- нет, 1-да», «сигнал о работе МТО: 0- нет, 1-да», «сигнал о работе АПВ от МТЗ: 0- штатное, 1-сработала 1-я ступень, 2- сработала 2-я ступень», сигнал о работе АПВ от МТО: 0- штатное, 1-сработала 1-я ступень, 2- сработала 2-я ступень», «сигнал наличия напряжения

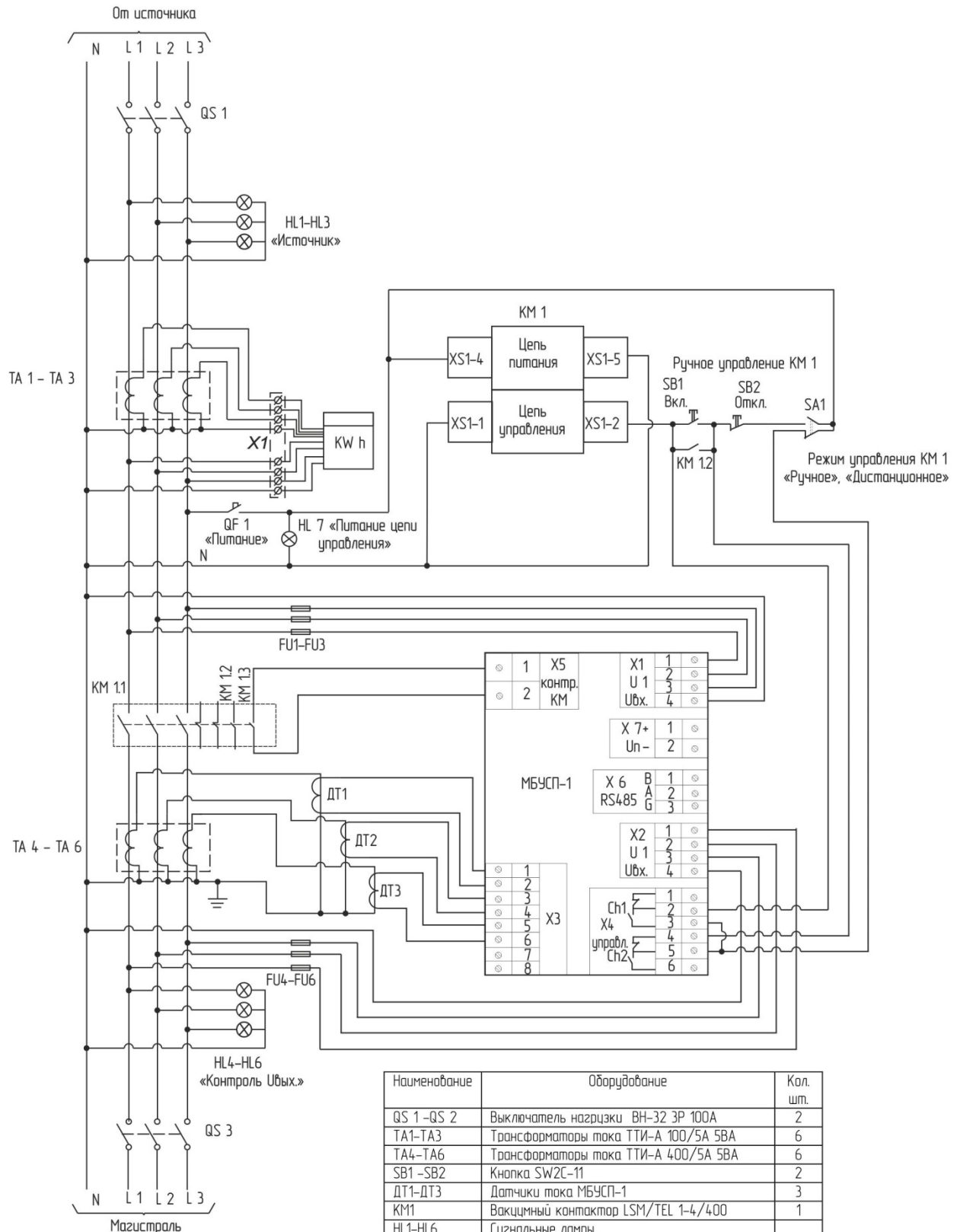
вх.X1 ф.А: 0-нет, 1-да», «сигнал наличия напряжения вх.X1 ф.В: 0-нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения вх.X1 ф.С: 0-нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения вх.X2 ф.А: 0-нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения вх.X2 ф.В: 0-нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения вх.X2 ф.С: 0-нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения всех 3 фаз вх.X1: 0- нет, 1- да», «сигнал наличия напряжения на любой из фаз вх.X2: 0- нет, 1- да», «сигнал состояние коммутационного аппарата: 0- выкл., 1-вкл.», «сигнал сработала ЗМНс макс.: 0-нет, 1-да», «сигнал сработала ЗМНс мин.: 0-нет, 1-да», «сигнал сработала ЗМНо макс.: 0-нет, 1-да», «сигнал сработала ЗМНо мин.: 0-нет, 1-да».

Данные с карты памяти можно обработать через программу «MS Excel» или подобные программы для обработки данных. Важно объема карты памяти 4 Гб хватит не более 5,2 года с частотой легирования данных 10 секунд, поэтому рекомендуется раз в 5 лет производить очистку карты памяти, в противном случае данные будут перезаписаны.

Б.8 Чертеж габаритные размеры МБУСП-1



Б.9 Пример схемы подключения МБУСП-1 в СПАВР-0,4 кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Программа и методика предварительных испытаний устройства МБУСП-1

Порядок проведения испытаний:

Проверка правильности выполнения функций устройствами выполняется посредством заданной последовательности подачи напряжения, изменения направления тока в цепях испытательного лабораторного стенда и контролем за реакцией на устройств на изменения. Стенд содержит: QF1...QF6 – автоматические выключатели, МБУСП-1, ДТ1 ... ДТ3 – датчики тока устройства, трансформаторы тока ТА1 ... ТА3, блоки измерительных приборов, в том числе анализаторы качества электроэнергии, позволяющие фиксировать режимы работы сети, магнитный пускатель КМ1, позволяющий имитировать отключение. На ввод стенда подключаться автотрансформаторы (ЛАТР) для тестирования работы устройства при пониженном или повышенном напряжении и устройство прогрузки током, для испытания работы устройства при разных токах нагрузки и для калибровки МБУСП-1.

Последовательность переключений при проверках приводится в таблице «Результаты проверки правильности функционирования устройств». В таблице указывается пункт проверки (заданная функция), порядок проверки (действия персонала, осуществляющего проверку), порядок переключения коммутационных аппаратов и контрольные точки, в которых выполняется подключение, критерий работоспособности (признаки правильности выполнения заданной функции), отметка о соответствии требованиям и примечания.

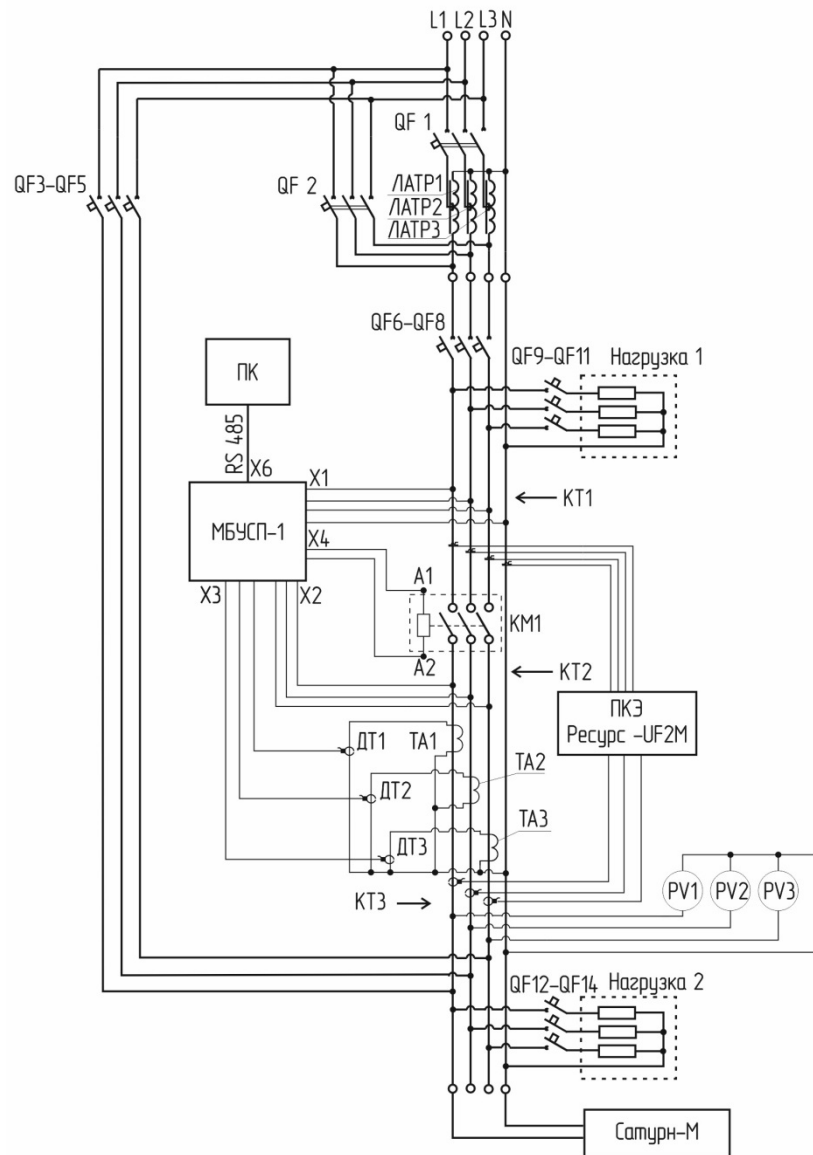


Рисунок В.1 - Схема лабораторного испытательного стенда.

Каждая проверка проводится пятикратно. Отметка о соответствии ставится при успешных результатах проверки после пятикратного повторения данной проверки.

Точки подключения датчиков устройства указываются следующим образом, например: «КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2». Это означает, что датчик напряжения ДН1 устройства (под ним понимается цепь подключения напряжения устройства до коммутационного аппарата) подключается в контрольной точке КТ1. Датчик напряжения ДН2 устройства (под ним понимается цепь подключения напряжения устройства после коммутационного аппарата) подключается в контрольной точке КТ2.

Последовательность переключения коммутационных аппаратов (КА) (при этом предполагается, что все КА предварительно выключены) указывается следующим образом, например: «QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1+авт. Остальные КА отключены». Это означает, что последовательно включаются QF2, затем QF6-QF8, и автоматически включается KM1. Остальные КА при этом должны быть отключены (знак «+» обозначает включение, знак «-» - отключение, знак «+авт» - автоматическое включение, знак «-авт» - автоматическое отключение). Аналогично обозначаются другие испытательные режимы – последовательности переключений и точки подключения датчиков. В таблице 1 «Перечень проверок правильности функционирования устройств» приведены последовательности переключений при проведении предварительных лабораторных испытаний и указаны точки подключения датчиков устройств. В таблице приняты сокращения: ИП – источник питания; УКА – управляемый коммутационный аппарат (в принятой модификациях устройства – контактор KM1); КА - коммутационный аппарат; ДН- датчик напряжения; ДТ – датчик тока; ДП-1 – датчик положения коммутационного аппарата; МТО-токовая отсечка; МТЗ-максимально токовая защита с выдержкой времени; АПВ ТО- автоматическое повторное включение с пуском от МТО; АПВ ТЗ- автоматическое повторное включение с пуском от МТЗ; ЗМНс- защита минимального и максимального напряжения работа на сигнал; ЗМНо- защита минимального или максимального напряжения работа на отключение УКА-1.

Таблица В. 1 – Перечень проверок проверки правильности функционирования Устройства МБУСП-1

№ п/п	Пункт проверки	Порядок проверки, время, необходимое для проведения испытаний	Порядок переключения коммутационных аппаратов и контрольные точки, в которых выполняется подключение	Критерий работоспособности	Отметка о соответствии требованиям и примечания
МБУСП-1					

<i>Режим работы устройства – «СП»</i>					
1.	Осуществление контроля напряжения в точках подключения датчиков напряжения устройства	1.Проверить мультиметром (вольтметром) наличие напряжения в точках подключения устройства 2.Убедиться в том, что МБУСП-1 получает данные с датчиков наличия напряжения Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключени я: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. Остальные КА отключены.	1.Имеется наличие напряжение в точках подключения датчиков напряжения устройства; 2.МБУСП-1 получает данные с датчиков наличия напряжения. 3.Происходит автоматическое включение УКА-1.	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
2.	Отключение УКА-1, при исчезновении напряжения со стороны ИП	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать отключение УКА-1. 3.Убедиться в том, что МБУСП-1 не получает данные с датчиков наличия напряжения после отключения напряжения со стороны ИП. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключени я: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ КМ1+авт → QF2– → КМ1–авт. Остальные КА отключены.	1.При отключении QF2 произошло автоматическое отключение УКА-1. 2.После отключения QF2 МБУСП-1 перестал получать данные с датчиков наличия напряжения.	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
3.	Автоматическое включение УКА-1 при появлении напряжения со стороны ИП	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать включение контактора. 3.Убедиться в том, что МБУСП-1 получает данные с датчиков наличия напряжения после автоматического включения контактора.	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключени я: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ КМ1+авт → QF6 → QF7– → QF8– → КМ1–авт →	1.При включении QF6,QF7,QF8 произошло автоматическое включение контактора УКА-1.	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1+авт Остальные КА отключены.		
4.	Блокировка УКА-1 при отключении напряжения со стороны ИП и последующем появлении напряжения за KM1	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать отключение УКА-1 при отключении напряжения со стороны ИП. 3.Убедиться в том, что не происходит включение УКА-1 при появлении напряжения за коммутационным аппаратом. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: KT1 – ДН1; KT2 – ДН2; KM1 – ДП1 Переключения: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1+авт → QF6 → QF7 → QF8 → KM1-авт → QF3+ → QF4+ → QF5+ QF6+ → QF7+ → QF8+ Остальные КА отключены.	1.При отключении QF6,QF7,QF8 произошло автоматическое отключение контактора KM1. 2.При включении QF3, QF6,QF7,QF8 не произошло включение УКА-1.	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
5.	Осуществление сигнализации о наличии появления напряжения за KM1	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать отключение УКА-1 при отключении напряжения со стороны ИП. 3.Убедиться в том, что не происходит включение УКА-1 при появлении несанкционированного напряжения. 4. Убедиться в том, что при появлении несанкционированного напряжения выполнена сигнализация на месте и отправлено сообщение о его	Подключение датчиков: KT1 – ДН1; KT2 – ДН2; KM1 – ДП1 Переключения: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1+авт. → QF6 → QF7 → QF8 → KM1-авт. → QF3+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1-авт. Остальные КА	1.При отключении QF6,QF7,QF8 произошло автоматическое отключение контактора УКА-1. 2.При включении QF3 затем включении QF6,QF7,QF8 не произошло включение УКА-1. 3. При появлении несанкционированного напряжения выполнена	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		наличии. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	отключены.	сигнализация и отправлено сообщение о его наличии.	
6.	Выполнение контроля положения УКА-1	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать выполнение устройством контроля положения УКА-1 при изменении его состояния. 3. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2. КМ1 - ДП1 Переключения: QF2+→QF6+ → QF7+ → QF8+→ КМ1+авт. → QF6→ QF7→ QF8→ КМ1-авт → QF6+→ QF7+ → QF8 → КМ1+авт. Остальные КА отключены.	1.Устройство фиксирует все изменения положения УКА-1	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
7.	Блокировка включения УКА-1 при наличии несанкционированного напряжения и его включение при исчезновении несанкционированного напряжения.	1.Произвести необходимые переключения. 2.Проконтролировать выполнение блокировки включения УКА-1 при наличии несанкционированного напряжения. 3. Проконтролировать автоматическое включение УКА-1 при исчезновении несанкционированного напряжения. 4. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключения: QF2+ → QF6+→ QF7+ → QF8+→ КМ1+авт → QF6→ QF7→ QF8→ КМ1-авт. → QF3+→QF4+ →QF5+→QF6 +→QF7+ → QF8+ → КМ1-авт. → (фиксация несанкционированного напряжения) → QF3→	1.Устройство блокирует включение УКА-1 при наличии несанкционированного напряжения. 2. Устройство автоматически выполняет включение УКА-1 при исчезновении несанкционированного напряжения.	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

			QF4→ QF5→ → КМ1+авт. (фиксация включения УКА-1 (КМ1) при исчезновении несанкционир ованного напряжения) Остальные КА отключены.		
8.	Отключение УКА-1, при исчезновении напряжения на любой из фаз со стороны ИП	1.Провести необходимые переключения. 2.Проконтролировать отключение УКА-1, при исчезновении любой из фаз со стороны ИП. 3. Проконтролировать включение УКА-1, при наличии напряжения на всех фазах. Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключени я: QF2+ → QF6+→ QF7+ → QF8+→ КМ1+авт → QF6→ КМ1– авт.(фиксация отсутствия напряжения фаза «А») → QF6+→ КМ1+авт.(фиксация наличия напряжения фаза «А») → QF7→ КМ1–авт. (фиксация отсутствия напряжения фаза «В») → QF7+→ КМ1+авт.(фиксация наличия напряжения фаза «В») → QF8→ КМ1–авт.	1.Устройство автоматически отключает УКА-1, при исчезновении любой из фаз со стороны ИП. 2.Устройство автоматически включает УКА-1, при наличии всех фаз с стороны ИП.	Соответ ствует / не соответс тует, указать в чём не соответс тует (при несоотве ствии)

			(фиксация отсутствия напряжения фаза «С») → QF8+→ KM1+авт.(фиксация наличия напряжения фаза «С») → Остальные КА отключены		
9.	Проверка работы МТО	1. Ввести в устройство значение уставки тока срабатывания МТО, ввести в работу МТО согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Вывести из работы МТЗ, АПВ ТЗ, АПВ ТО согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1». 3. Подключить прибор имитации токов короткого замыкания согласно схеме рисунок 1 («Сатурн-М» или подобный) на любую из фаз в точке после УКА-1, ввести испытательные значения тока и времени. 4. Произвести необходимые переключения. 5. Проверить работу МТО, проконтролировать работу сигнализации о работе МТО, (время	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; КТ3– ДТ1,ДТ2,ДТ3; Переключения: QF2+ → QF6+→ QF7+ → QF8+→ KM1+авт.→ Остальные КА отключены Произвести испытание имитатором током, оценить ВАХ и время отключения	1. Устройство осуществляет отключение УКА-1 при превышении тока уставки МТО менее 0,8 сек. 2. Устройство фиксирует работу МТО. 3. Устройство осуществляет сигнализацию о работе МТО 4. Устройство производит включение УКА-1, после сброса РЗиА	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		реагирование на КЗ не более 0,8 сек.) 6. Произвести сброс РЗиА, проконтролировать автоматическое включение УКА-1 Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч			
10.	Проверка работы МТЗ	1. Ввести в устройство значение уставки тока срабатывания МТЗ значение должно быть меньше тока уставки МТО, ввести время задержки срабатывания МТЗ, ввести в работу МТЗ согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Вывести из работы АПВ ТЗ, АПВ ТО согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1». 3. Подключить прибор имитации токов короткого замыкания согласно схеме рисунок 1 («Сатурн-М» или подобный) на любую из фаз в точке после УКА-1, ввести испытательные значения тока и времени. 4. Произвести необходимые переключения. 5. Проверить работу МТЗ,	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; КТЗ– ДТ1,ДТ2,ДТЗ; Переключения: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. → Остальные КА отключены Произвести испытание имитатором током, оценить ВАХ и время отключения	1. Устройство осуществляет отключение УКА-1 при превышении тока уставки и выдержки времени МТЗ менее 0,8 сек + время уставки МТЗ. 2. Устройство фиксирует работу МТЗ, нет ложного срабатывания МТО. 3. Устройство осуществляет сигнализацию о работе МТЗ 4. Устройство производит включение УКА-1, после сброса РЗиА	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		проконтролировать работу сигнализации о работе МТЗ, (время реагирование на КЗ не более 0,8 сек.+ время уставки задержки) 6. Произвести сброс РЗиА, проконтролировать автоматическое включение УКА-1 Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч			
11.	Проверка работы АПВ ТО с пуском от МТО	1. Ввести в устройство значение уставки тока срабатывания МТО, ввести в работу МТО согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Ввести значение уставки времени АПВ ТО, ввести количество циклов АПВ ТО (максимально 2 ступени) согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1» 2. Вывести из работы МТЗ, АПВ ТЗ, согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1». 3. Подключить прибор имитации токов короткого замыкания согласно схеме рисунок 1 («Сатурн-М» или подобный) на любую из фаз в точке после УКА-1, ввести	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; КТЗ – ДТ1, ДТ2, ДТЗ; Переключения: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. → Остальные КА отключены Произвести испытание имитатором током, оценить время повторного включения УКА-1	1. Устройство осуществляет повторное включение УКА-1, с выдержкой времени установленной уставки АПВ ТО 2. Устройство фиксирует работу АПВ ТО. 3. Устройство осуществляет сигнализацию о работе АПВ ТО 4. Устройство производит включение УКА-1, после сброса РЗиА	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		испытательные значения тока и времени. 4. Произвести необходимые переключения. 5. Проверить работу АПВ ТО с пуском от МТО, проконтролировать работу сигнализации о работе АПВ ТО, сравнить время повторного включения с установленным временем уставки АПВ ТО 6. Произвести сброс РЗиА, проконтролировать автоматическое включение УКА-1 Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч			
12.	Проверка работы АПВ ТЗ с пуском от МТЗ	1. Ввести в устройство значение уставки тока срабатывания МТЗ значение должно быть меньше тока уставки МТО, ввести время задержки срабатывания МТЗ, ввести в работу МТЗ согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Ввести значение уставки времени АПВ ТЗ, ввести количество циклов АПВ (максимально 2 ступени) согласно	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; КТ3 – ДТ1, ДТ2, ДТ3; Переключения: QF2+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. → Остальные КА отключены Произвести испытание имитатором током, оценить	1. Устройство осуществляет повторное включение УКА-1, с выдержкой времени установленной уставки АПВ ТЗ 2. Устройство фиксирует работу АПВ ТЗ. 3. Устройство осуществляет сигнализацию о работе АПВ ТЗ 4. Устройство производит включение УКА-1, после	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		«Руководство по эксплуатации МБУСП-1» 3. Подключить прибор имитации токов короткого замыкания согласно схеме рисунок 1 («Сатурн-М» или подобный) на любую из фаз в точке после УКА-1, ввести испытательные значения тока и времени. 4. Произвести необходимые переключения. 5. Проверить работу АПВ с пуском от МТЗ, проконтролировать работу сигнализации о работе АПВ ТЗ, сравнить время повторного включения с установленным временем уставки АПВ ТЗ 6. Произвести сброс РЗиА, проконтролировать автоматическое включение УКА-1 Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	время повторного включения УКА-1	сброса РЗиА	
13.	Проверка работы защиты ЗМН на сигнал(ЗМНс)	1. Ввести в устройство значение уставки напряжений срабатывания ЗМНс минимальное «ЗМН U_{min}.» и максимальное «ЗМН U_{max}.», ввести время задержки срабатывания «Зад.ЗМН», ввести в работу ЗМНс согласно	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; Переключения: QF1+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. → Остальные	1. Устройство осуществляет сигнализацию о работе ЗМНс по максимальному напряжению 2. Устройство отключает сигнализацию при установке напряжения между	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		«Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора напряжения выше установленной уставки «ЗМН U_{max}.» на любой из фаз, выждать время не менее установленного времени задержки работы ЗМНс, проконтролировать работу сигнализации ЗМНс. 4. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора на ранее выбранной фазе напряжения ниже уставки срабатывания «ЗМН U_{max}.» и не меньше уставки «ЗМН U_{min}.» ЗМНс, проконтролировать отключение сигнала сигнализации ЗМНс 5. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора напряжения ниже установленной уставки «ЗМН U_{min}.» на любой из фаз, выждать время не	КА отключены	уставками «ЗМН U_{min}.» и «ЗМН U_{max}.». 3. Устройство осуществляет сигнализацию о работе ЗМНс по минимальному напряжению	
--	--	--	--------------	---	--

		менее установленного времени задержки работы ЗМНс, проконтролировать работу сигнализации ЗМНс. 6. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора на ранее выбранной фазе напряжения ниже уставки срабатывания «ЗМН $U_{max.}$» и не меньше уставки «ЗМН $U_{min.}$» ЗМНс, проконтролировать отключение сигнала сигнализации ЗМНс Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч			
14.	Проверка работы защиты ЗМН на отключение (ЗМНо)	1. Ввести в устройство значение уставки напряжений срабатывания ЗМНо минимальное «ЗМНо $U_{min.}$» и максимальное «ЗМНо $U_{max.}$», ввести в работу ЗМНо согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Установить с помощью регулируемого лабораторного	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1; Переключения: QF1+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → КМ1+авт. → Остальные КА отключены	1. Устройство осуществляет отключение УА-1 и осуществляет сигнализацию о работе ЗМНо по максимальному напряжению 2. Устройство осуществляет включение УКА-1 и производит сброс сигнализации при установке напряжения между уставками «ЗМНо $U_{min.}$» и «ЗМНо $U_{max.}$».	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

		автотрансформатора напряжения выше установленной уставки «ЗМНо U_{max}.» на любой из фаз, проконтролировать отключение УКА-1 и работу сигнализации ЗМНо. 4. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора на ранее выбранной фазе напряжения ниже уставки срабатывания «ЗМНо U_{max}.» и не меньше уставки «ЗМНо U_{min}.», выполнить сброс защит устройства, проконтролировать включение УКА-1 и отключение сигнала сигнализации ЗМНо 5. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора напряжения ниже установленной уставки «ЗМНо U_{min}.» на любой из фаз, проконтролировать отключение УКА-1 и работу сигнализации ЗМНо. 6. Установить с помощью регулируемого лабораторного автотрансформатора напряжения выше установленной уставки «ЗМНо U_{max}.» на любой из		3. Устройство осуществляет отключение УКА-1 и осуществляет сигнализацию о работе ЗМНо по минимальному напряжению	
--	--	---	--	---	--

		фаз, проконтролировать отключение УКА-1 и работу сигнализации ЗМНО.			
		Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч			
Режим работы устройства – «АВР»					
15.	Проверка включения УКА-1 при исчезновении напряжения за KM1	1. Ввести настройки в меню устройства «Ист. пит. АВР :» X1 согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Проконтролировать включение УКА-1 при исчезновении напряжения за KM1 рисунок 1 . 4. Проконтролировать работу сигнализации о работе АВР Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: KT1 – ДН1; KT2 – ДН2; KM1 – ДП1 Переключения: QF2+ → QF3+ → QF4+ → QF5+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1–авт. → QF3 → QF4– → QF5– → KM1+авт. Остальные КА отключены	1. При исчезновении напряжения на всех фазах за KM1 устройство осуществляет включение УКА-1 2. Устройство осуществляет сигнализацию о автоматическ ом включении УКА-1.	Соответ ствует / не соответс тует, указать в чём не соответс тует (при несоотве ствии)
16.	Проверка отсутствия ложного включения УКА-1 при исчезновении напряжения на любой из фаз за KM1	1. Ввести настройки в меню устройства «Ист. пит. АВР :» X1 согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Проконтролировать отсутствие включения УКА-1 при	Подключение датчиков: KT1 – ДН1; KT2 – ДН2; KM1 – ДП1 Переключения: QF2+ → QF3+ → QF4+ → QF5+ → QF6+ → QF7+ → QF8+ → KM1–авт. (фиксация наличия напряжения фазах «А»,	1. Устройство не осуществляет включение УКА-1 при исчезновении напряжения на любой из фаз за KM1 2. Устройство фиксирует наличие напряжения на не отключённых фазах	Соответ ствует / не соответс тует, указать в чём не соответс тует (при несоотве ствии)

		исчезновении напряжения на любой из фаз за КМ1 рисунок 1 (проверить для каждой фазы). 4. Проконтролировать работу сигнализации о неполнофазном режиме работы резервируемой сети Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	«В», «С») → QF2→ QF3→ QF2+→ КМ1–авт. (фиксация наличия напряжения фазах «В», «С») → QF4→ QF5→ КМ1+авт. Остальные КА отключены	3. Устройство осуществляет включение УКА-1 только при отсутствии напряжения за КМ1 на трех фазах	
17.	Отключение УКА-1 при наличии сигнала запрет АВР	1. Ввести настройки в меню устройства «Запрет АВР:»- Off согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Проконтролировать включение УКА-1 при исчезновении напряжения за КМ1 3. Ввести настройки в меню устройства «Запрет АВР:»- On согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1» 4. Проконтролировать отключение УКА-1 при подаче сигнала «Запрет АВР:»- On Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключения: QF2+→ QF6+→QF7+→ QF8+ →КМ1+авт. →подача сигнала «Запрет АВР:On» → КМ1–авт. Остальные КА отключены	1. При подаче сигнала «Запрет АВР:»- Off, и отсутствии напряжения на фазах за КМ1 устройство осуществляет включение УКА-1 2. При подаче сигнала «Запрет АВР:»- On, устройство осуществляет отключение УКА-1	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
18.	Отключение УКА-1 при изменении направления	1. Ввести настройки в меню устройства «Запрет АВР :» Off согласно	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2;	1. При исчезновении напряжения на всех фазах	Соответствует / не соответствует

	мощности	«Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Проконтролировать включение УКА-1 при исчезновении напряжения за КМ1 4. Включить нагрузку 2, (рисунок 1) затем отключить одну из фаз нагрузки 2, включить нагрузку 1 на той же фазе 5. Проконтролировать отключение УКА-1 при изменении направления мощности	КМ1 – ДП1; КТ3– ДТ1,ДТ2,ДТ3; Переключения: QF2+→QF6+→ QF7+→QF8+→ КМ1+авт.→QF1 2+→QF13+→QF 14+→QF3+→QF 4+→QF5+→QF2 →QF12– →QF9+→КМ1– авт. Остальные КА отключены	за КМ1 устройство осуществляет включение УКА-1 2. При изменении направления мощности на любой из фаз устройство осуществляет отключение УКА-1	тует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)
19.	Отключение УКА-1 при исчезновении напряжения на любой из фаз со стороны ИП	1. Ввести настройки в меню устройства «Ист. пит. АВР :» X1 согласно «Руководство по эксплуатации МБУСП-1», произвести сброс защит устройства при необходимости. 2. Произвести необходимые переключения. 3. Проконтролировать отключение в УКА-1 при исчезновении напряжения на любой из фаз со стороны ИП. 4. Проконтролировать работу сигнализации о неполнофазном режиме работы ИП Время, необходимое для проведения испытаний - 0,3 ч	Подключение датчиков: КТ1 – ДН1; КТ2 – ДН2; КМ1 – ДП1 Переключения: QF2+→QF3+→ QF4+→QF5+→ QF5+→ QF6+→QF7+→ QF8+ →КМ1–авт. (фиксация наличия напряжения фазах «А», «В», «С») → QF2→ QF3– →QF4→QF5– →QF2+→КМ1 +авт.→ QF6– →КМ1–авт. Остальные КА отключены	1. Устройство осуществляет отключение УКА-1 при исчезновении напряжения на любой со стороны ИП 2. Устройство фиксирует неполнофазный режим работы сети при исчезновении напряжения на любой из фаз	Соответствует / не соответствует, указать в чём не соответствует (при несоответствии)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Патенты

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025613654

Место установки СПАВР

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» (RU)*

Авторы: **Виноградова Алина Васильевна (RU), Псарев Александр Иванович (RU), Виноградов Александр Владимирович (RU), Беспалов Дмитрий Владимирович (UZ)**

Заявка № 2025611708

Дата поступления 03 февраля 2025 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 13 февраля 2025 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

документ подписан электронной подписью
Сергей Сергеевич Шайбаков
Выдана: 2024.08.08 10:03:00
Действительна с: 2024.08.08 по: 03.10.2025

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2731874

Пункт секционирования до 1 кВ, совмещенный с пунктом учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения напряжения

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное научное учреждение "Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ" (ФГБНУ ФНАЦ ВИМ) (RU)*

Авторы: *Виноградов Александр Владимирович (RU), Виноградова Алина Васильевна (RU), Псарев Александр Иванович (RU), Большев Вадим Евгеньевич (RU), Хархардин Александр Николаевич (RU)*

Заявка № 2020105407

Приоритет изобретения 05 февраля 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 08 сентября 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 05 февраля 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ильин

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2687052

Способ и устройство запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное научное учреждение Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ (ФГБНУ ФНАЦ ВИМ) (RU)*

Авторы: *Большев Вадим Евгеньевич (RU), Виноградов Александр Владимирович (RU), Виноградова Алина Васильевна (RU), Псарёв Александр Иванович (RU)*

Заявка № 2018129144

Приоритет изобретения 09 августа 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 07 мая 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 09 августа 2038 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Илларионов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2687053

**Способ и устройство отключения АВР при восстановлении
нормального режима работы сети**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
научное учреждение Федеральный научный агроинженерный
центр ВИМ (ФГБНУ ФНАЦ ВИМ) (RU)*

Авторы: *Большев Вадим Евгеньевич (RU), Виноградов
Александр Владимирович (RU), Виноградова Алина
Васильевна (RU), Псарёв Александр Иванович (RU)*

Заявка № 2018129145

Приоритет изобретения 09 августа 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 07 мая 2019 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 09 августа 2038 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Илизаров

Г.П. Илизаров

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Дипломы



ДИПЛОМ

II степени

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Орловский государственный аграрный университет
имени Н.В. Парахина»

награждается

Псарев Александр Иванович

за научно-исследовательскую работу в конкурсе,
посвященном Дню Российской науки,
среди студентов, аспирантов и молодых ученых
на лучшую научно-исследовательскую работу
«Инновации молодых ученых –
в агропромышленный комплекс»

**в номинации «Лучшая научно-исследовательская
работа среди молодых ученых»**

Врио ректора,
д.э.н., профессор



Т.И. Гуляева

Т.И. Гуляева

г. Орёл, 12 февраля 2020 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Акты и справки

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

директора - директор филиала

ПАО «МРСК Центра» -

«Орелэнерго»

Ю.А. Волченков

«18» 09 2017г.



Акт

о внедрении секционирующих пунктов для линий электропередачи 0,38 кВ
«СП 0,38 кВ» в электрические сети
филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»

Комиссия в составе главного инженера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» Колубанова И.В., и.о. начальника управления распределительных сетей филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» Внукова Д.А., начальника Орловского района электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» Константинова А.В., заведующего кафедрой «Электроснабжение» Орловского ГАУ, к.т.н., доцента Виноградова А.В., к.т.н., доцента кафедры «Электроснабжение» Орловского ГАУ Виноградовой А.В. составили настоящий акт о нижеследующем:

1. Секционирующий пункт для линий электропередачи 0,38 кВ «СП 0,38 кВ» разработан сотрудниками кафедры «Электроснабжение» Орловского ГАУ (руководители НИОКР зав. кафедрой, к.т.н., доцент Виноградов А.В., к.т.н., доцент Виноградова А.В.). Опытный образец устройства собран и испытан на производственной базе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго» силами данной организации, руководитель работ по сборке и установке устройства – начальник Орловского района электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго» Константинов А.В..
2. Секционирующий пункт для линий электропередачи 0,38 кВ «СП 0,38 кВ» был установлен в 2015 году в опытную эксплуатацию в электрические сети Орловского района-электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго». Опытная эксплуатация устройства показала его эффективность для повышения надежности электроснабжения потребителей. Эффект от одного срабатывания для потребителей

ЛЭП 0,38 кВ, в которой был установлен СП 0,38 кВ составляла порядка 3000 руб. только за счет ликвидации недоотпуска электроэнергии потребителям. Так же опытная эксплуатация выявила, что дальнейшее совершенствование СП 0,38 кВ требует оснащения устройства функцией АПВ и установки в СП 0,38 кВ узла учета электроэнергии. Разработана схема СП 0,38 кВ с функцией АПВ.

3. С учетом результатов опытной эксплуатации на заводе ФИЛИАЛ ЗАКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГРУППА КОМПАНИЙ " ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК" ОРЛОВСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД, изготовлены, по заказу Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орёлэнерго» два секционирующих пункта СП 0,38 кВ, которые установлены в эксплуатацию в электрические сети Орловского РЭС в 2016 году. За все время работы с момента установки по настоящее время отказов в работе СП 0,38 кВ не было. Устройства оснащены узлом учета электроэнергии, что, дополнительно, позволяет повысить эффективность их использования за счет контроля коммерческих потерь электроэнергии на разных участках ЛЭП. Так же применение СП 0,38 кВ позволило повысить чувствительность защиты ЛЭП к удаленным коротким замыканиям.
4. Применение секционирующих пунктов для линий электропередачи 0,38 кВ «СП 0,38 кВ» рекомендовано к внедрению в других районах электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго».

Акт составили:

со стороны филиала ОАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»:

Главный инженер

Колубанов И.В.

И.о начальника управления
распределительных сетей филиала

Внуков Д.А.

начальник Орловского района
электрических сетей

Константинов А.В.,

со стороны разработчиков:

Зав. кафедрой
«Электроснабжение» Орловского ГАУ,
к.т.н., доцент

Виноградов А.В

доцент кафедры «Электроснабжение»
Орловского ГАУ, к.т.н.

Виноградова А.В.

ПРОТОКОЛ № 1
совещания специалистов Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», лаборатории
электро- и энергообеспечения и электробезопасности ФГБНУ ФНАЦ ВИМ и кафедры
«Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловский ГАУ
по рассмотрению перспективных направлений НИОКР
и по вопросам подготовки специалистов

Совещание проведено 17 июня 2019 года в на базе ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, ауд. 2-110.

<u>Присутствовали:</u>		
№ п/п	ФИО	Место работы, должность
1.	Колубанов Игорь Васильевич	Первый заместитель директора-главный инженер филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»
2.	Бобровский Владимир Иванович	Начальник управления технологического развития Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»
3.	Балабин Александр Алексеевич	Начальник управления энергосбережения и повышения энергоэффективности Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», к.т.н.
4.	Губин Сергей Викторович	Инженер первой категории управления технологического развития Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»
5.	Калинин Максим Вячеславович	Инженер первой категории управления распределительных сетей филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»
6.	Виноградов Александр Владимирович	ведущий научный сотрудник лаборатории электро- и энергообеспечения и электробезопасности ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» к.т.н., доцент
7.	Виноградова Алина Васильевна	старший научный сотрудник лаборатории электро- и энергообеспечения и электробезопасности ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» к.т.н.
8.	Бородин Максим Владимирович	И.о. заведующего кафедрой «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, к.т.н.
9.	Букреев Алексей Валерьевич	аспирант кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ
10.	Коренков Никита Владимирович	Студент ФГБОУ ВО Орловского ГАУ

Слушали: начальника управления технологического развития Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» Бобровского В.И. с выступлением о перспективах сотрудничества в сфере НИОКР между Филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», лабораторией электро- и энергоснабжения и электробезопасности ФГБНУ ФНАЦ ВИМ и кафедрой «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, а так же о политике ПАО «МРСК Центра» в сфере НИОКР и актуальных задачах НИОКР.

Слушали ведущего научного сотрудника лаборатории электро- и энергообеспечения и электробезопасности ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ», к.т.н., доцента Виноградова А.В., по темам НИОКР:

- разработка мультиконтактных коммутационных систем для повышения надежности электроснабжения потребителей посредством обеспечения возможности гибкого изменения схем электроснабжения при различных ситуациях в сети (руководитель НИОКР Виноградов А.В.);
- разработка узла присоединения потребителей с обеспечением возможности мониторинга режима работы потребителя, возможности блокировки несанкционированной подачи напряжения в общую сеть со стороны потребителя, мониторинга надежности электроснабжения и отклонения напряжения на вводе потребителя, возможности дистанционного отключения потребителя при нарушении договорных условий (руководители НИОКР Виноградов А.В., Виноградова А.В.);
- разработка узла присоединения потребителей с обеспечением возможности мониторинга режима работы потребителя, возможности подачи напряжения в общую сеть со стороны потребителя при наличии у него источника малой генерации, мониторинга надежности электроснабжения и отклонения напряжения на вводе потребителя, возможности дистанционного отключения узла ввода потребителя диспетчером при необходимости регулирования режима работы сети и при нарушении договорных условий (руководители НИОКР Виноградов А.В., Виноградова А.В.);
- разработка системы адаптивного автоматического регулирования напряжения в электрической сети 10/0,4 кВ (руководители НИОКР Виноградов А.В., Голиков И.О.);
- разработка универсального секционирующего пункта - АВР для линий электропередачи напряжением 0,38 кВ, оснащённого микроконтроллерным блоком управления, столбового исполнения с накопителем энергии для бесперебойного питания ответственных потребителей (СПАВР(СМБ) - 0,38 кВ) и перспективы развития данной тематики (руководители НИОКР Виноградов А.В., Виноградова А.В.);
- разработка таймера-электросчётчика мобильного портативного (ТЭМП) с демонстрацией экспериментального образца устройства и перспективы развития данной тематики для обследования электрических сетей (руководители НИОКР Виноградов А.В., Букреев А.В.);
- разработка устройства (комплект оборудования) для осуществления сигнализации и блокировки (отключения вводного выключателя или другого коммутационного аппарата на низкой стороне ТП 10/0,4 кВ) в случае подачи напряжения с низкой стороны ТП, в том числе от генерирующих источников, подключенных к линиям электропередачи 0,38 кВ «УСБОТ». (Руководитель НИОКР Виноградов А.В.);
- разработка универсального испытательно-демонстрационного стенда по изучению режимов работы, оборудования и новых решений по автоматизации и информатизации электрических сетей 0,4...10 кВ и ТП 10/0,4 кВ (СИНРЭС) (Руководитель НИОКР Виноградов А.В.);
- разработка мобильного измерительного комплекса для проведения обследований электрических сетей без отключения потребителей «МИК» (руководители НИОКР Виноградов А.В., Голиков И.О.);
- исследование эффективности систем электроснабжения сельских потребителей на примере Орловской области и разработка методологии её повышения (руководитель НИОКР Виноградов А.В.);
- разработка системы мониторинга режимов работы электрической сети и потребителей (руководитель НИОКР Виноградов А.В.);

Слушали и.о. заведующего кафедрой «Электроснабжение» Орловского ГАУ, к.т.н., Бородин М.В. по теме НИОКР:

- разработка решений по цифровизации и визуализации трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. (руководитель НИОКР Бородин М.В.)

Слушали ведущего научного сотрудника лаборатории электро- и энергообеспечения и электробезопасности ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ», к.т.н., доцента Виноградова А.В., и.о. заведующего кафедрой «Электроснабжение» Орловского ГАУ, к.т.н., Бородин М.В. по вопросам сотрудничества в сфере науки и подготовки специалистов, повышения квалификации и профессиональной переподготовки.

НИОКР и вопросы сотрудничества были обсуждены в ходе дискуссии, в которой приняли участие все присутствовавшие на совещании.

Постановили:

1. Рассмотренные темы признать актуальными.
2. По рассмотренным темам НИОКР подготовить технические задания.
3. На основании подготовленных технических заданий выбрать темы НИОКР, которые будут направлены на рассмотрение вопроса их реализации в ПАО «МРСК Центра».
4. Продолжить работу по сотрудничеству в сферах НИОКР, методической, учебной работы между Филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», лабораторией электро- и энергоснабжения и электробезопасности ФГБНУ ФНАЦ ВИМ и кафедрой «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ.

Председатель совещания,
Главный инженер филиала
ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»

 И.В. Колубанов

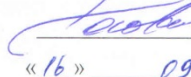
Секретарь совещания,
И.о. зав. кафедрой «Электроснабжение»
ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, к.т.н.,

 М.В. Бородин

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета «Агротехники
и энергообеспечения»

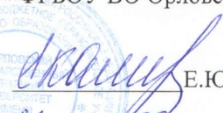
ФГБОУ ВО Орловский ГАУ

 С.И. Головин
«16» 09 2010 г.

УТВЕРЖДАЮ

И.о. проректора по УМР

ФГБОУ ВО Орловский ГАУ


 Е.Ю. Калиничева
«21» 09 2010 г.

Акт

внедрения в учебный процесс микроконтроллерного блока управления секционирующим пунктом с функцией автоматического ввода резерва (МБУ СПАВР) авторов Псарев А.И. Виноградова А.В., Виноградовой А.В..

Комиссия в составе: декана факультета «Агротехники и энергообеспечения» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, к.т.н., доцента Головина С.И., заведующего кафедрой «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ, к.т.н., доцента Бородин М.В., старшего преподавателя кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловского ГАУ Псарев А.И., постановила:

1. Микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом с функцией автоматического ввода резерва (МБУ СПАВР) создан для проведения научных исследований и для использования в учебном процессе по направлениям подготовки «Электроэнергетика и электротехника», «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и электротехнологии»), а так же научной специальности 05.20.02 – Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве.
2. Микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом с функцией автоматического ввода резерва выполнен согласно тем научной работы «Повышение эффективности систем электроснабжения сельских потребителей», и «Повышение эффективности подготовки кадров по направлениям подготовки «Электроэнергетика и электротехника», «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и

электротехнологии)), а так же научной специальности 05.20.02 – Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве.

3. Разработанный микроконтроллерный блок управления секционирующим пунктом с функцией автоматического ввода резерва используется для проведения комплекса учебно-практических и лабораторных занятий по дисциплинам «Релейная защита и автоматика», «Оптимизация систем электроснабжения объектов АПК», «Информационные системы в электроэнергетике» а так же при проведении занятий на курсах повышения квалификации, профпереподготовки для специалистов с производства и для научных исследований аспирантами по научной специальности 05.20.02 – электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве.
4. За время использования, за счет экономии средств на приобретение оборудования и за счет использования блока при проведении курсов повышения квалификации, профессиональной переподготовки экономический эффект от разработки составил 30 тыс. руб.

Декан факультета

«Агротехники и энергообеспечения»

к.т.н., доцент

С.И. Головин

Зав. кафедрой

«Электроснабжение»,

к.т.н., доцент

М.В. Бородин

Старший преподаватель

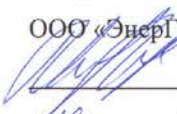
кафедры «Электроснабжение»

А.И. Псарев

УТВЕРЖДАЮ

генеральный директор

ООО «ЭнерГарант»

 Б.Н. Мешков

«10» 02 2020 г.

Справка

о внедрении в процесс проектирования систем электроснабжения потребителей методик по выбору количества и мест установки секционирующих пунктов и компьютерного программного продукта «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.)

Комиссия в составе генерального директора ООО «ЭнерГарант» Мешкова Б.Н., старшего научного сотрудника ФГБНУ "Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ", к.т.н., Виноградовой А.В., старшего преподавателя кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловский ГАУ Псарёва А.И. составили настоящий акт о нижеследующем:

Методики по выбору количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования и компьютерный программный продукт «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.) внедрены в ООО «ЭнерГарант» для использования в проектировании систем электроснабжения потребителей.

Генеральный директор ООО «ЭнерГарант»

 Б.Н. Мешков

Старший научный сотрудник ФГБНУ
"Федеральный научный агроинженерный
центр ВИМ", к.т.н.

 Виноградова А.В.

Старший преподаватель кафедры
«Электроснабжение»
ФГБОУ ВО Орловский ГАУ

 Псарёв А.И.

УТВЕРЖДАЮ

начальник Ливенского РЭС
филиала ПАО «МРК-

Центра»-«Орелэнерго»

Д.В. Малыгин

«16» 09 2019 г.

Справка

о внедрении в процесс проектирования систем электроснабжения потребителей методик по выбору количества и мест установки секционирующих пунктов и компьютерного программного продукта «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.)

Комиссия в составе начальник Ливенского РЭС филиала ПАО «МРК-Центра»-«Орелэнерго», старшего научного сотрудника ФГБНУ "Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ", к.т.н., Виноградовой А.В., старшего преподавателя кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловский ГАУ Псарёва А.И. составили настоящий акт о нижеследующем:

Методики по выбору количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования и компьютерный программный продукт «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.) внедрены в Ливенский РЭС филиала ПАО «МРК-Центра»-«Орелэнерго» для использования в проектировании систем электроснабжения потребителей.

Начальник Ливенского РЭС
филиала ПАО «МРК-Центра»-«Орелэнерго»

Д.В. Малыгин

Старший научный сотрудник ФГБНУ
"Федеральный научный агроинженерный
центр ВИМ", к.т.н.

Виноградова А.В.

Старший преподаватель кафедры
«Электроснабжение»
ФГБОУ ВО Орловский ГАУ

Псарёв А.И.

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета «Агротехники и
энергообеспечения»

ФГБОУ ВО Орловский ГАУ

 С.И. Головин

«16» 09 2010 г.

УТВЕРЖДАЮ

И.о. проректора по УМР

ФГБОУ ВО Орловский ГАУ

 Е.Ю. Калиничева

«16» 09 2010 г.

Справка

о внедрении в научный и учебный процесс методик по выбору количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования и компьютерного программного продукта «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.)

Комиссия в составе: декана факультета «Агротехники и энергообеспечения» ФГБОУ ВО Орловский ГАУ Головина С.И., заведующего кафедрой «Электроснабжение» Орловский ГАУ, к.т.н., доцента Бородина М.В., к.т.н., доцента кафедры «Электроснабжение» Орловский ГАУ, старшего научного сотрудника лаборатории электроснабжения и теплообеспечения ФГБНУ ФНАЦ ВИМ Виноградовой А.В., постановила:

1. Методики по выбору количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования и компьютерный программный продукт «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.) созданы для проведения научных исследований и для использования в учебном процессе по направлениям подготовки «Электроэнергетика и электротехника», «Агроинженерия» (направленность «Электрооборудование и электротехнологии»), а так же научной специальности 05.20.02 – Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве.
2. Методики по выбору количества и мест установки пунктов секционирования и резервирования и компьютерный программный продукт «Место установки СПАВР» (авторы Виноградова А.В., Псарев А.И., Виноградов А.В.) выполнены согласно тем научной работы «Повышение эффективности систем электроснабжения потребителей», «Разработка способов и технических средств автоматизации электрических сетей».
3. Разработанные методики и компьютерный программный продукт используются для проведения комплекса учебно-практических и лабораторных занятий по дисциплине «Электроснабжение», «Эксплуатация электрооборудования», «Энергооборудование», а так же

при проведении занятий на курсах повышения квалификации, профпереподготовки для специалистов с производства и научных исследований аспирантами.

Декан факультета
«Агротехники и энергообеспечения»,
к.т.н., доцент

С.И. Головин

Зав. кафедрой
«Электроснабжение»,
к.т.н., доцент

М.В. Бородин

к.т.н., доцент
кафедры «Электроснабжение»,
старший научный сотрудник
лаборатории электроснабжения
и теплообеспечения
ФГБНУ ФНАЦ ВИМ

А.В. Виноградова