

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция распределительной сети 6 кВ Нерюнгринского РЭС

Обучающийся

В.В. Земан

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа состоит из 45 страниц, 14 рисунков, 5 таблиц, 20 источников. 6 чертежей графической части.

Ключевые слова: электрическая сеть, электроснабжение, потребитель, оборудование, нагрузка, надежность.

Выполнена разработка предложений по реконструкции распределительной сети 6 кВ Нерюнгринского РЭС.

Актуальность темы: рассматриваемая электрическая сеть эксплуатируется уже длительное время, превышающее паспортный ресурс установленного электрооборудования в ее составе, что обуславливает критический уровень износа оборудования, повышенные технико-эксплуатационные расходы на поддержание его нормальной работы, отмечаются вынужденные перерывы питания потребителей электрической энергией. Технологическое устаревание электрооборудования приводит к несоответствию его технических характеристик актуальным требованиям, а также к затруднению проведения поиска запасных частей и расходных материалов для обеспечения его нормальной работы. Можно также отметить общую низкую энергоэффективность РЭС ввиду значительных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи. Кроме того, планируемое подключение к РЭС дополнительных электрических нагрузок также обуславливает необходимость реконструкции, так как действующее оборудование по своим параметрам не позволяет обеспечить рост присоединенных нагрузок.

Цель работы: улучшение эксплуатационных показателей распределительной сети и обеспечение возможности присоединения дополнительных электрических нагрузок.

Содержание работы включает вопросы: общая характеристика района и обоснование проведения реконструкции; расчет перспективных нагрузок; разработка мероприятий по реконструкции РЭС.

Содержание

Введение	4
1 Анализ действующей распределительной сети	7
1.1 Характеристика распределительной сети	7
1.2 Оценка состояния электрооборудования	8
1.3 Обоснование необходимости реконструкции сети	9
2 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети.....	11
2.1 Определение электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов и марок подстанций.....	11
2.2 Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах и определение электрических нагрузок кабельных линий	14
2.3 Выбор кабелей, проверка линий по потерям напряжения.....	15
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	19
2.5 Выбор и проверка оборудования подстанций	22
2.6 Реализация АСКУЭ, выбор оборудования и программного обеспечения.....	27
2.7 Реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок защит	32
2.8 Разработка системы заземления подстанций.....	37
Заключение.....	41
Список используемых источников	44

Введение

Распределительные электрические сети (РЭС) имеют ключевое значение в обеспечении электроэнергией потребителей, представляя собой сложную систему, состоящую из множества элементов: линий электропередачи, подстанций, коммутационного оборудования и средств управления. Одной из основных задач РЭС является передача электроэнергии от источников к потребителям с минимальными потерями и обеспечением необходимого качества электроэнергии. Для этого используются различные методы и технологии, такие как симметрирование нагрузок, компенсация реактивной мощности, применение современных материалов и оборудования. Важным аспектом работы является обеспечение надёжности и безопасности электроснабжения. Для этого проводятся регулярные профилактические осмотры и ремонты оборудования, а также внедряются системы мониторинга и диагностики состояния сети. В последние годы наблюдается тенденция к цифровизации РЭС. Внедрение цифровых технологий позволяет повысить эффективность работы сети, улучшить управление и мониторинг, а также снизить операционные затраты.

Проведение реконструкции РЭС необходимо регулярно выполнять ввиду необратимого износа и технологического устаревания их электрооборудования (ЭО). Износ ЭО приводит к снижению его эксплуатационной надёжности и безопасности, значительно повышает риски аварийных ситуаций с повреждением дорогостоящего оборудования и длительными вынужденными перерывами электроснабжения. Также возрастают профессиональные риски для электротехнического, ремонтного и эксплуатационного персонала. Снижение надёжности отдельных участков энергосистем приводит к общему уменьшению показателей надёжности электрической сети, со всеми вытекающими негативными экономическими и прочими последствиями. Износ ЭО приводит и к необходимости увеличения продолжительности и частоты проведения работ по ремонту и обслуживанию,

то есть к значительному росту экономических и трудовых затрат на данные виды работ. Устаревание ЭО приводит к несоответствию его технических характеристик актуальным требованиям, а также к затруднению проведения поиска запасных частей и расходных материалов для обеспечения его нормальной работы.

Реконструкция РЭС – это сложный и ответственный процесс, требующий комплексного подхода и учёта множества факторов, основной целью является повышение эффективности и надёжности работы сетей, снижение потерь электроэнергии и улучшение качества электроснабжения потребителей. По мере анализа текущего состояния РЭС выявляются основные проблемы, связанные с эксплуатацией, такие как моральное и физическое устаревание сетей, высокий уровень потерь электроэнергии и недостаточная надёжность оборудования. Для решения этих проблем, как правило, предлагается реконструкция и замена линий электропередачи, а также капитальный ремонт и модернизация подстанций. Часто предлагается подход к построению распределительных сетей, основанный на использовании энергосберегающих силовых трансформаторов. Это позволит снизить потери мощности и электроэнергии во взаимосвязанных элементах сети и повысить технико-экономическую эффективность эксплуатации трансформаторов. Это позволяет существенно снизить уровень потерь электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей. Внедрение предлагаемых мероприятий позволяет создать интеллектуальные электрические сети, обеспечивающие бесперебойное, качественное и экономически эффективное электроснабжение потребителей.

Актуальность темы: рассматриваемая РЭС эксплуатируется уже длительное время, превышающее паспортный ресурс установленного электрооборудования в ее составе. Это обуславливает критический уровень износа ЭО, повышенные технико-эксплуатационные расходы на поддержание его нормальной работы, отмечаются вынужденные перерывы питания потребителей электрической энергией. В составе электрических нагрузок

имеются потребители первой и второй категорий надежности электроснабжения, для которых недопустимы нарушения штатного питания электроэнергией. Технологическое устаревание электрооборудования приводит к несоответствию его технических характеристик актуальным требованиям, а также к затруднению проведения поиска запасных частей и расходных материалов для обеспечения его нормальной работы. Можно также отметить общую низкую энергоэффективность РЭС ввиду значительных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи (ЛЭП). Кроме того, планируемое подключение к РЭС дополнительных электрических нагрузок также обуславливает необходимость реконструкции, так как действующее ЭО по своим параметрам не позволяет обеспечить рост присоединенных нагрузок. Реконструкция РЭС позволит устранить указанные эксплуатационные недостатки и присоединить к ней дополнительные электрические нагрузки, что обеспечит дальнейшее развитие данного района. Установка нового современного ЭО позволит повысить экономическую эффективность электрической сети, снизить профессиональные риски для эксплуатационного и ремонтного персонала, а также улучшить эксплуатационную экологичность РЭС путем снижения уровня вредных воздействий на окружающую среду.

Цель работы: улучшение эксплуатационных показателей распределительной сети и обеспечение возможности присоединения дополнительных электрических нагрузок.

Задачи работы:

- привести общую характеристику района, обосновать проведение реконструкции;
- выполнить расчет перспективных нагрузок;
- предложить комплекс мероприятий по реконструкции РЭС.

1 Анализ действующей распределительной сети

1.1 Характеристика распределительной сети

Предприятие ЗАО «Нерюнгринские районные электрические сети» (ЗАО «НРЭС») обеспечивает электроснабжение потребителей в г. Нерюнгри и близлежащих районах. Предприятие осуществляет текущий ремонт и эксплуатацию РЭС. По мере износа, устаревания оборудования РЭС, а также существенного роста электрических нагрузок проводятся мероприятия по реконструкции РЭС. В настоящее время планируется реконструкция РЭС 6 кВ, обеспечивающей электроснабжение потребителей, расположенных в поселке Беркакит и его окрестностях.

Распределительная сеть напряжением 6 кВ является важным элементом электрической инфраструктуры, обеспечивающим передачу электроэнергии от подстанций к потребителям. Подстанции принимают электроэнергию от высоковольтных линий и преобразуют ее в более низкое напряжение для дальнейшего распределения. Линии электропередачи (ЛЭП) выполнены в виде кабельных линий, которые соединяют подстанции друг с другом и с энергосистемой. Каждая подстанция оборудована трансформаторами, выключателями и защитным оборудованием, что позволяет эффективно управлять потоками электроэнергии. Сеть 6 кВ обеспечивает высокую степень надежности электроснабжения благодаря наличию резервных источников, кольцевой схеме питания и автоматизированных систем управления. Схема действующей РЭС показана на листе 3 графической части, в состав РЭС входит четыре трансформаторные подстанции (ТП) 6/0,4 кВ (ТП-301, ТП-302, ТП-303, ТП-304), запитанные по кольцевой схеме друг от друга. Питание всего данного участка осуществляется от подстанции (ПС) 110/10/6 кВ энергосистемы по двухцепной КЛ длиной 2,578 км, марка кабеля ААБ-3х95.

1.2 Оценка состояния электрооборудования

Состояние электрооборудования РЭС можно охарактеризовать как неудовлетворительное, в ходе проведенного анализа были выявлены несколько критических проблем, которые негативно сказываются на надежности и безопасности электроснабжения. Многие элементы сети, включая трансформаторы, выключатели и кабели, находятся в состоянии значительного износа. Возраст оборудования превышает нормативные сроки службы, что приводит к частым поломкам и авариям. Например, трансформаторы, работающие более 30 лет, требуют замены или капитального ремонта, так как их эффективность и надежность значительно снизились. Техническое обслуживание ЭО, ввиду его устаревания и трудностей приобретения запасных частей и расходных материалов, проводится нерегулярно и не в полном объеме. Это приводит к накоплению неисправностей и снижению общей надежности сети, в результате, в последние годы наблюдается увеличение числа аварийных отключений, что негативно сказывается на потребителях. Действующие КЛ имеют высокую степень износа, кабели эксплуатируются уже более 40 лет при паспортном нормативном сроке 30 лет [12]. Сопротивления изоляции кабелей, по результатам контрольных замеров, меньше минимально допустимых как для сети 6 кВ. Здания действующих ТП имеют видимые сильные повреждения стен и крыши, отмечается попадание влаги внутрь помещений ТП, что является недопустимым. Оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА) также находится в плохом состоянии, контакты электромеханических реле изношены и имеют сильные следы нагары, отмечается существенное ржавление и окисление некоторых элементов действующей РЗА. Заземляющие устройства (ЗУ) подстанций сильно повреждены коррозией, наблюдаются визуальные нарушения целостности соединений элементов ЗУ.

Действующая однолинейная схема распределительной сети 6 кВ приведена на листе 1 графической части. Можно выделить технологически устаревшее ЭО:

- масляные выключатели;
- силовые трансформаторы;
- автоматические выключатели с рубильниками;
- кабели 6 кВ с бумажной пропитанной изоляцией.

По итогу, состояние ЭО и распределительной сети в целом требует срочного вмешательства, необходимы инвестиции в реконструкцию оборудования, регулярное техническое обслуживание и внедрение современных технологий управления. Без этих мер надежность и безопасность электроснабжения будут продолжать ухудшаться, что может привести к серьезным последствиям для потребителей и экономики.

1.3 Обоснование необходимости реконструкции сети

По итогу проведенного анализа систематизированы факторы, требующие проведения реконструкции РЭС:

- планируемый рост электрических нагрузок потребителей, с учетом присоединение новых электроприемников, пропускная способность действующих сетей недостаточна;
- необходим перенос некоторых подстанций на новое место расположения ввиду запланированного строительства дополнительных промышленных объектов в районе;
- критический износ ЭО резко снижает эксплуатационную надежность и безопасность, повышены профессиональные риски для персонала;
- сильное технологическое устаревание ЭО обуславливает низкие эксплуатационные показатели, плохую энергоэффективность, проблемы с закупкой запасных частей и расходных материалов для ремонта и обслуживания;

- учет электроэнергии осуществляется неэффективно, требуется установка пунктов коммерческого учета (ПКУ) и реализация АСКУЭ с ее присоединением к общей системе г. Нерюнгри;
- плохое состояние РЗА обуславливает частые ложные срабатывания защит с последующими перерывами электроснабжения потребителей, экономическими убытками и прочими социальными и производственными негативными последствиями;
- плохое состояние систем заземления подстанций обуславливает ненадлежащую работу электрооборудования и повышенную электроопасность.

Реконструкция РЭС обеспечит следующие преимущества. Применение современных технологий и оборудования позволит уменьшить потери электроэнергии, реконструкция сетей обеспечит более стабильное и качественное электроснабжение потребителей, снижая риск аварийных ситуаций [17]. Использование современного оборудования позволит улучшить качество электроэнергии, что положительно скажется на работе электрооборудования потребителей, обновление сетей и замена устаревшего оборудования позволит продлить срок службы подстанций и линий электропередачи. Применение энергоэффективных технологий и оборудования уменьшит негативное воздействие на окружающую среду. Таким образом, реконструкция РЭС является важным мероприятием для повышения эффективности и надёжности электроснабжения потребителей.

Выводы по разделу 1.

Проведен анализ действующей распределительной сети, по результатам которого определены объективные причины для ее реконструкции. Проведено детальное обоснование реконструкции РЭС, ее реализация обеспечит дальнейшую надежную работу РЭС и возможность присоединения дополнительных электрических нагрузок.

2 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети

2.1 Определение электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов и марок подстанций

Согласно проектной документации, в процессе реконструкции РЭС в дополнение к имеющимся подстанциям (ТП-301, ТП-302, ТП-303, ТП-304) будут установлены дополнительные ТП-305, ТП-306, обеспечивающие электроснабжение отдельных планируемых к постройке промышленных объектов. Расчетные нагрузки подстанций, согласно проектной документации, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные нагрузки подстанций

Подстанции	Рр, кВт	Qр, кВар	Sp, кВА
ТП-301	1335,47	412,20	1397,64
ТП-302	1060,63	421,03	1141,14
ТП-303	833,71	243,16	868,45
ТП-304	880,49	256,81	917,18
ТП-305	471,12	67,13	475,88
ТП-306	471,12	67,13	475,88

Установка энергоэффективных силовых трансформаторов на подстанциях является одной из ключевых задач в области модернизации энергетической инфраструктуры [15]. В последние годы в России и по всему миру наблюдается тенденция к увеличению энергопотребления, что требует от энергетических компаний внедрения передовых технологий для повышения эффективности и снижения затрат на производство электроэнергии. Одним из ключевых аспектов в этом направлении является использование силовых

трансформаторов нового поколения, которые обладают улучшенными характеристиками по КПД (коэффициент полезного действия), что позволяет значительно снизить потери при передаче электроэнергии [5]. На практике это означает, что модернизация подстанций с установкой современных трансформаторов позволяет не только повысить надежность и стабильность энергоснабжения, но и снизить затраты на электроэнергию для конечных потребителей [14]. В конечном итоге, такие изменения способствуют устойчивому развитию экономики и улучшению качества жизни населения.

«Требуемая оптимальная мощность трансформаторов:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \quad (1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{р.к.}$ – расчетная нагрузка, кВА.

Для ТП-301:

$$S_m \geq 0,7 \cdot 1397,64 = 998,31 \text{ кВА}$$

Выбираются два энергоэффективных трансформатора ТМГ12-1000, проверка по коэффициенту загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_m}, \quad (2)$$

где S_m – номинальная мощность, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{1397,64}{1000} = 1,397 < 1,4.$$

Перегрузка будет в пределах допустимой» [4].

Выбор номинальной мощности трансформаторов сведен в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор номинальной мощности трансформаторов ТП

Подстанции	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	S.ном.т, кВА (ТМГ12)
ТП-301	1335,47	412,20	1397,64	1000
ТП-302	1060,63	421,03	1141,14	1250
ТП-303	833,71	243,16	868,45	630
ТП-304	880,49	256,81	917,18	1000
ТП-305	471,12	67,13	475,88	400
ТП-306	471,12	67,13	475,88	400

Принимаются к установке современные комплектные ТП серии 2КТПН-ПК.

Комплектные подстанции (КТП) представляют собой современные энергетические установки, которые обладают рядом неоспоримых преимуществ перед традиционными аналогами. Одним из основных преимуществ является их высокая степень автоматизации и интеграции с другими системами энергоснабжения. Современные КТП оснащаются интеллектуальными системами управления, которые позволяют оптимизировать работу оборудования и минимизировать потери энергии. Это приводит к повышению общей эффективности энергосистемы и снижению затрат на её эксплуатацию [9]. Ещё одним важным преимуществом является модульность и гибкость в конфигурации, такие подстанции могут быть легко адаптированы под конкретные нужды заказчика, что позволяет оптимизировать их под конкретные условия эксплуатации. Это особенно важно в условиях быстро меняющихся энергетических потребностей и необходимости быстрого реагирования на изменения в инфраструктуре. КТП

также обеспечивают высокую степень надёжности и безопасности, что снижает риски аварий и простоев в работе.

2.2 Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах и определение электрических нагрузок кабельных линий

Для расчета электрических нагрузок кабельных линий, питающих ТП со стороны высокого напряжения (ВН) необходимо также учесть потери мощности в силовых трансформаторах подстанций, возникающие ввиду вихревых токов в магнитопроводе и других факторов. Данные потери входят в общую нагрузку кабельных линий, увеличивая ее значение, что важно учитывать при расчете рабочих токов питающих линий и выборе сечений жил кабелей.

«Потери мощности в трансформаторах ТП-301:

$$\Delta P_m = \Delta P_k / n \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (3)$$

где ΔP_k – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_m – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт.

$$\Delta P_m = 10,5 / 2 \cdot [(1335,5^2 + 412,2^2) / 1,0^2] + 2 \cdot 1,1 = 4,76 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = (U_k / n \cdot 100) \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + (n \cdot I_{xx} \cdot S_m) / 100, \quad (4)$$

где U_k – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток ХХ, %» [10].

$$\Delta Q_m = (5,5 / 2 \cdot 100) \cdot [(1335,5^2 + 412,2^2) / 1,0] + (2 \cdot 0,6 \cdot 1,0) / 100 = 65,72 \text{ квар}.$$

Потери мощности для всех ТП и итоговые нагрузки КЛ 6 кВ посчитаны в таблице 3.

Таблица 3 – Потери мощности в ТП и итоговые нагрузки КЛ 6 кВ

№ ТП	$I_{xx}, \%$	$U_{k3}, \%$	$\Delta P_{xx}, \text{Вт}$	$\Delta P_{k3}, \text{Вт}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{квар}$	$P_p + \Delta P, \text{кВт}$	$Q_p + \Delta Q, \text{квар}$	$S'_p, \text{кВА}$
ТП-301	0,6	5,5	1100	10500	4,76	65,72	1340,24	477,92	1422,9
ТП-302	0,5	6	1350	13500	4,11	43,75	1064,74	464,78	1161,8
ТП-303	0,7	5,5	800	6750	3,20	41,74	836,91	284,91	884,1
ТП-304	0,6	5,5	1100	10500	3,30	35,13	883,79	291,94	930,8
ТП-305	0,8	4,5	630	4600	2,07	19,14	473,19	86,27	481,0
ТП-306	0,8	4,5	630	4600	2,07	19,14	473,19	86,27	481,0
Σ	-	-	-	-	19,5	224,6	5072,06	1692,09	5346,87

Так как ТП подключены по кольцевой схеме, то расчетные нагрузки принимаются общими для всех КЛ 6 кВ: 5072,06 кВт; 1692,09 квар и 5346,87 кВА.

2.3 Выбор кабелей, проверка линий по потерям напряжения

Используемые в настоящее время устаревшие и изношенные кабели с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ) будут заменены на современные аналоги, с более совершенным и технологичным типом изоляции из сшитого полиэтилена (СПЭ).

Кабели с изоляцией СПЭ в последние годы стали одним из наиболее востребованных типов кабельной продукции, их популярность обусловлена рядом преимуществ, которые делают их предпочтительными к применению в различных отраслях промышленности и сферах жизнедеятельности [11]. Вот основные из них:

- СПЭ-изоляция значительно повышает устойчивость кабелей к механическим повреждениям, таким как растяжение, изгибы и удары, это значительно увеличивает срок службы кабельной линии и снижает затраты на её обслуживание и ремонт;
- изоляция способна выдерживать высокие температуры, что делает её идеальной для использования в условиях повышенных температур и высоких токов;
- кабели с СПЭ-изоляцией обладают высокой энергоэффективностью, это связано с их способностью передавать электроэнергию с минимальными потерями на большие расстояния;
- использование СПЭ-изоляции снижает воздействие на окружающую среду, такие кабели не выделяют токсичных веществ и не требуют специальных условий утилизации, что делает их безопасными для окружающей среды;
- благодаря высокой гибкости и устойчивости к погодным условиям, кабели с СПЭ-изоляцией легко монтируются и могут быть уложены в различных условиях, включая труднодоступные и сложные участки, это значительно сокращает время и затраты на установку и ввод в эксплуатацию [19].

Согласно новой будущей инфраструктуре района планируется перенос ТП с целью оптимизации электрической сети и сокращения суммарной протяженности КЛ, а также ввиду запланированного строительства дополнительных промышленных объектов в районе. Перспективная схема электрической сети 6 кВ представлена на листе 3 графической части.

Рассмотрим расчет питающей КЛ 6 кВ от ПС энергосистемы.

«Рабочий ток КЛ:

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n), \quad (5)$$

где n – число цепей, шт.

$$I_p = 5346,9 / (\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2) = 154,4 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима:

$$I_{ав} = 5346,9 / (\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1) = 308,7 \text{ А.}$$

Экономическое сечение жил:

$$F_{эк} = I_p / j_{эк}, \quad (6)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

$$F_{эк} = 154,4 / 1,7 = 90,8 \text{ мм}^2.$$

Учитывая ток послеаварийного режима, выбирается кабель АПвБП-3×120, $I_{дон} = 320 \text{ А}$.

$$I_{ав} = 308,7 \text{ А} < I_{дон} = 320 \text{ А.}$$

Сечение проходит по допустимому току.

Потери напряжения в КЛ:

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (7)$$

где L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные сопротивления кабелей, Ом/км;

$\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки.

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 308,7 \cdot 2,578 \cdot 100}{6000} (0,258 \cdot 0,949 + 0,081 \cdot 0,316) = 0,93 \%$$

Потери напряжения менее предельно допустимых 5 %» [16]. Ввиду использования кольцевой схемы питания ТП, максимальный ток будет одинаков для всех линий, следовательно, можно принять для всех линий кабели марки АПвБП-3×120.

Проверка линий по потерям напряжения сведена в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка линий по потерям напряжения

Участок	L, м	ΔU, %
ТП-301–ТП-302	120,2	0,16
ТП-302–ТП-305	41,1	0,06
ТП-305–ТП-303	162,9	0,21
ТП-303–ТП-304	126,8	0,17
ТП-304–ТП-306	36,3	0,05
ТП-306–ТП-301	157,7	0,21

Линии проходят проверку по потерям напряжения.

Проверку кабелей по термической стойкости достаточно провести только для питающей КЛ 6 кВ от ПС энергосистемы, т.к. в начале данной КЛ токи КЗ будут максимальные.

Термически стойкое к токам КЗ сечение жил кабелей:

$$F_T = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{л}}} / K_T, \quad (8)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ на питающем фидере 6 кВ, кА;

$t_{\text{л}}$ – время срабатывания РЗА, с;

K_T – температурный коэффициент.

$$F_T = 8311 \cdot \sqrt{0,03} / 95 = 78,73 \text{ мм}^2.$$

Кабели АПвБП-3×120 термически устойчивы.

Однолинейная схема распределительной сети 6 кВ после реконструкции показана на листе 2 графической части.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важным этапом в проектировании электрических сетей и систем, этот процесс позволяет определить, какие токи будут протекать через элементы цепи при возникновении КЗ, что помогает предотвратить перегрузки и сбои в работе оборудования [1]. Для расчета необходимо учитывать несколько ключевых параметров: номинальные токи, сопротивление проводников, напряжение в сети и другие специфические условия. В процессе расчета важно учитывать, что токи КЗ могут значительно превышать номинальные значения, что требует соответствующей защиты и автоматического отключения [2]. Это предотвращает повреждение оборудования и обеспечивает безопасность эксплуатации сети. Расчет требует высокой точности и внимания к деталям, так как даже малейшие ошибки могут привести к значительным последствиям, определение токов короткого замыкания является неотъемлемой частью процесса проектирования электрических систем. Правильное выполнение этого расчета позволяет обеспечить надежность, безопасность и долговечность эксплуатации оборудования, что является ключевым фактором для бесперебойного функционирования всех систем.

Для выбора уставок РЗ требуется определить токи КЗ на вводе ТП-301. Трехфазный ток КЗ в начале КЛ 6 кВ (выключатель 6 кВ ПС энергосистемы) составляет 8,311 кА.

Схемы для расчета токов КЗ на вводе ТП-301 показаны на рисунке 1.

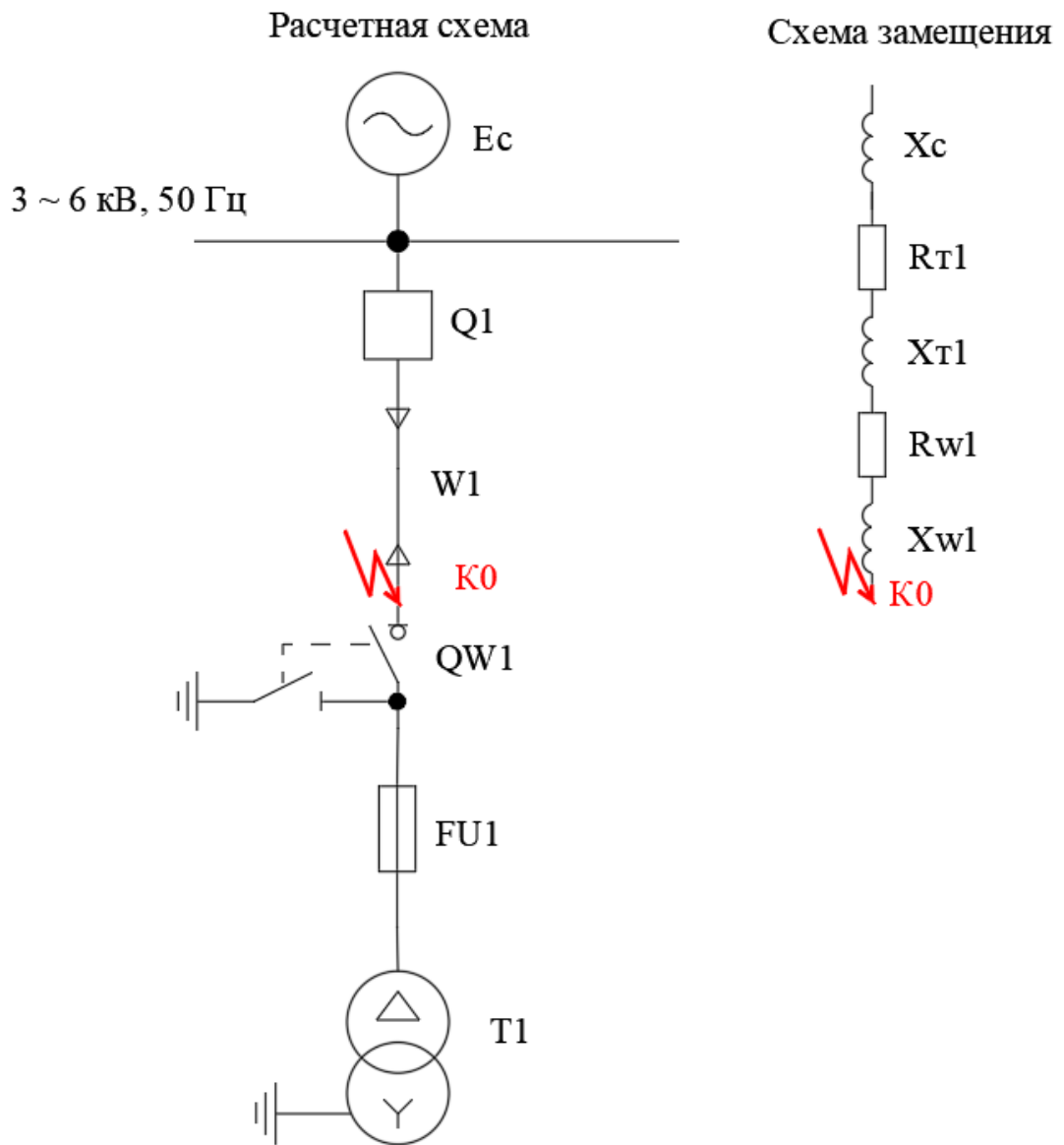


Рисунок 1 – Схемы для расчета токов КЗ

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.з.фид}^{(3)}}, \quad (9)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, кВ.

$I_{\kappa.з.фид}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ на питающем фидере, кА.

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 8,311} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Сопротивления КЛ 6 кВ:

$$X_{w1} = x_0 \cdot L_{w1}, \quad (10)$$

$$R_{w1} = r_0 \cdot L_{w1}, \quad (11)$$

где r_0, x_0 – удельные сопротивления кабеля, Ом/м;

L_{w1} – длина КЛ, км.

$$X_{w1} = 0,081 \cdot 2,578 = 0,209 \text{ Ом,}$$

$$R_{w1} = 0,258 \cdot 2,578 = 0,665 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление до точки K_0 (РУВН ТП):

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{R_{\kappa 0}^2 + X_{\kappa 0}^2}, \quad (12)$$

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{0,665^2 + (0,438 + 0,209)^2} = 1,15 \text{ мОм.}$$

Трехфазный ток КЗ:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa}}, \quad (13)$$

$$I_{\kappa 0}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,15} = 3,16 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (14)$$

где K_y – ударный коэффициент.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,16 = 8,043 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (15)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,16 = 2,737 \text{ кА.}$$

Для других подстанций расчеты аналогичны. Результаты расчетов токов КЗ на вводах всех ТП сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов токов КЗ

Подстанции	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	I_y , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА
ТП-301	3,160	8,043	2,737
ТП-302	3,128	7,962	2,709
ТП-303	3,097	7,882	2,682
ТП-304	3,112	7,921	2,695
ТП-305	3,128	7,961	2,709
ТП-306	3,143	8,001	2,722

Данные значения учитываются при выборе и проверки ЭО подстанций.

2.5 Выбор и проверка оборудования подстанций

Высоковольтные выключатели нагрузки (ВН) играют ключевую роль в системах электроснабжения, обеспечивая надежное и безопасное управление электрическими цепями. Эти устройства предназначены для включения и

отключения электрических нагрузок при высоких напряжениях, что делает их незаменимыми в энергетических системах, промышленных предприятиях и на подстанциях. ВН работают на основе механизма, который позволяет разрывать или замыкать электрическую цепь, они могут быть как ручными, так и автоматическими, что позволяет адаптировать их к различным условиям эксплуатации. Важно отметить, что ВН должны иметь надежную изоляцию и защиту от коротких замыканий, перегрузок и других аварийных ситуаций, они занимают промежуточное положение между разъединителями и выключателями и допускают коммутацию номинального тока, но не рассчитаны на разрыв токов при коротком замыкании.

«Условия выбора выключателей нагрузки:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (16)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}, \quad (17)$$

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (18)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (20)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя, с» [20].

В качестве примера рассматривается выбор и проверка ЭО на подстанции ТП-301:

$$t_{откл} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с},$$

$$B_k = 3,16^2 \cdot (0,125 + 0,07) = 1,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Наибольший ток на РУ 10 кВ подстанции, при наибольшей перегрузке трансформатора 40 %:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (21)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 128,3 \text{ А}.$$

Выбираются выключатели нагрузки (ВН) ВНРп-10/400-10з, внешний вид показан на рисунке 2.

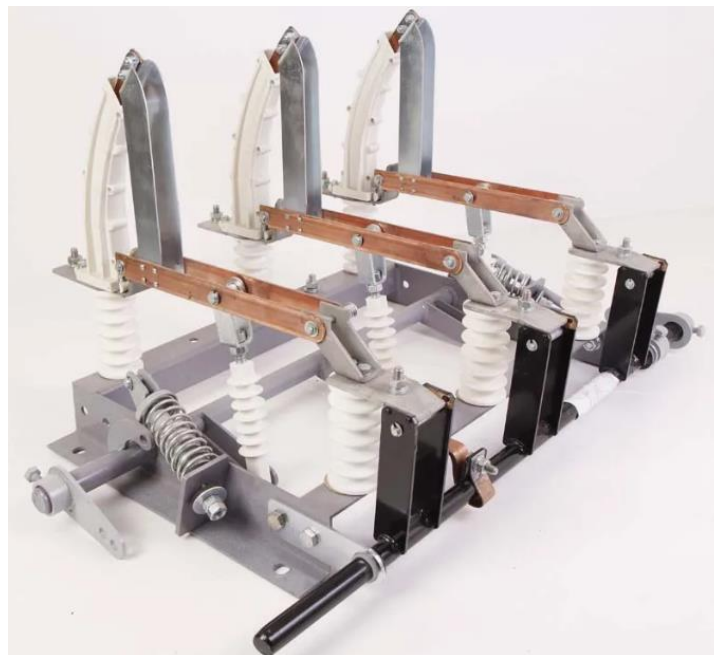


Рисунок 2 – Выключатель нагрузки

Проверка ВН по условиям выбора:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А} \geq I_{раб} = 128,3 \text{ А},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa} = 1,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВН подходят по всем условиям» [18].

Необходимо обеспечить защиту электрической сети от перенапряжений.

В современном энергетическом хозяйстве проблема перенапряжений остается одной из наиболее острых и дорогостоящих, одним из эффективных методов борьбы с перенапряжениями являются ограничители перенапряжений (ОПН), которые широко используются в распределительных сетях [13]. ОПН представляют собой устройства, которые автоматически отключают электроэнергию при превышении допустимого уровня напряжения. Эти устройства состоят из варисторов, которые реагируют на изменения напряжения и ограничивают его до безопасного уровня. ОПН могут быть установлены как на подстанциях, так и на линиях электропередач, что позволяет эффективно контролировать напряжение на разных уровнях энергосистемы. ОПН обладают рядом преимуществ, которые делают их незаменимыми в условиях современных энергосетей. Во-первых, значительно снижают риск возникновения пожаров и повреждений оборудования, что особенно важно для крупных промышленных объектов и жилых районов. Во-вторых, позволяют сократить эксплуатационные расходы за счет уменьшения потерь электроэнергии и снижения частоты отключений, также эти устройства обеспечивают более надежное и стабильное электроснабжение, что повышает общую эффективность энергетической системы.

На шинах 6 кВ подстанций устанавливаются ОПНп-6, внешний вид – на рисунке 3.



Рисунок 3 – Ограничители перенапряжений

Оборудование фидеров 6 кВ размещается в камера секционных односторонних (КСО) марки КСО-298/400А, внешний вид – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Камера КСО-298

Выбранное оборудование принимается к установке.

2.6 Реализация АСКУЭ, выбор оборудования и программного обеспечения

В настоящее время в распределительной сети учет электроэнергии осуществляется неэффективно, требуется установка на подстанциях пунктов коммерческого учета и реализация АСКУЭ с ее присоединением к общей системе г. Нерюнгри. Используется оборудование и программное обеспечение (ПО) АСКУЭ от АО «Концерн Энергомера».

На подстанциях будут установлены специализированные пункты коммерческого учета электроэнергии ПКУ-ENRG-6-200, предназначенные для точного мониторинга электропотребления РЭС 6 кВ, внешний вид приведен на рисунке 5.

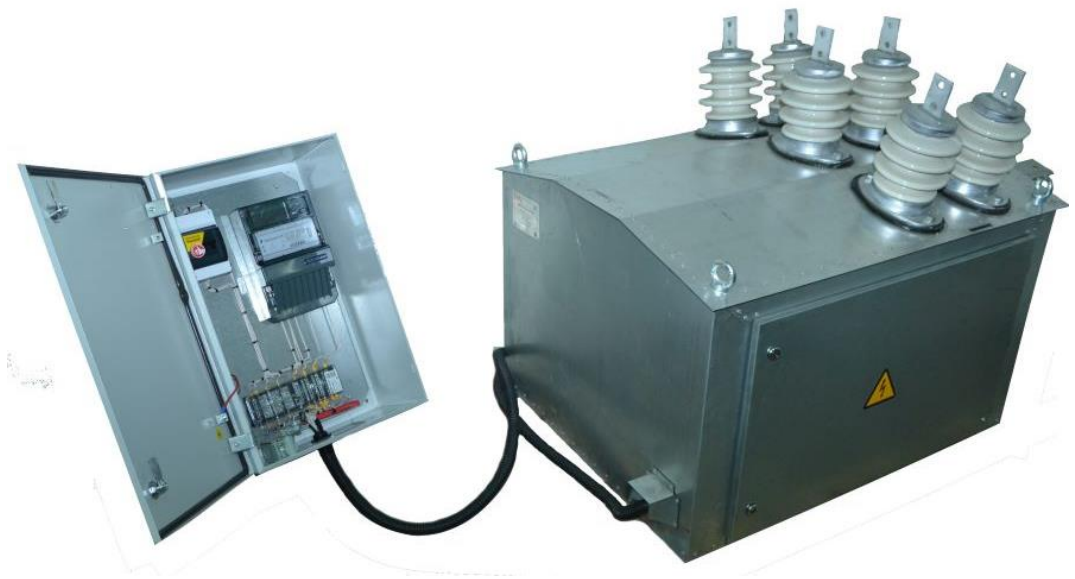


Рисунок 5 – Пункты коммерческого учета электроэнергии

Предлагаемое АО «Концерн Энергомера» программное обеспечение сEnergo 4.7. обеспечивает удобное администрирование, настройку и контроль за работой АСКУЭ, а также мониторинг электропотребления.

«Далее рассматриваются основные модули ПО cEnergO 4.7.

Главный модуль.

Главный модуль – это основная платформа для работы остальных вспомогательных модулей. Окно главного модуля предоставляет пользователю доступ и быстрый переход ко всем функциям и архивам АСКУЭ. Окно Главного модуля показано на рисунке 6.

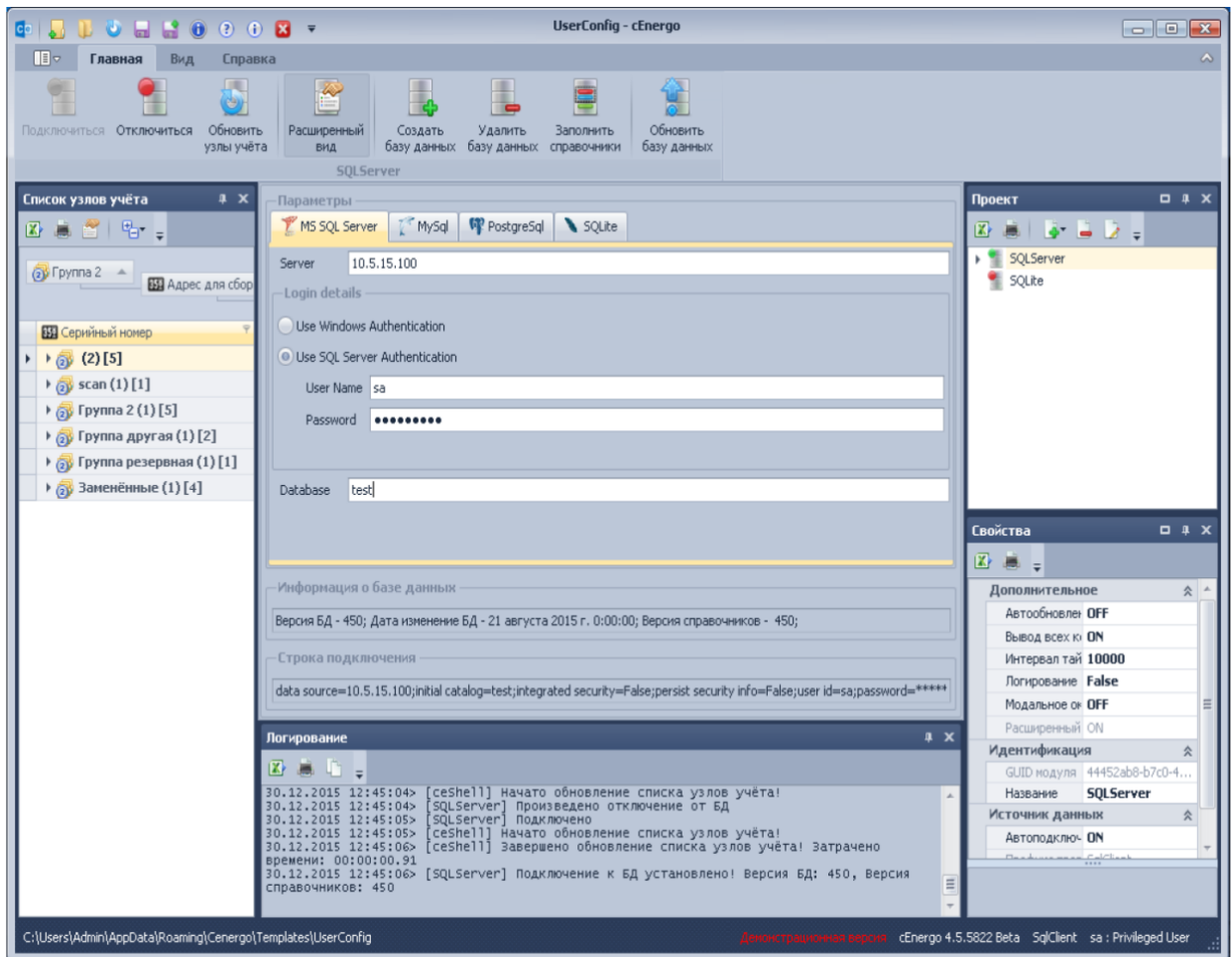


Рисунок 6 – Окно Главного модуля

Модуль Сбор.

Данный модуль обеспечивает сбор и коррекцию данных со всех УСПД счетчиков и иных источников данных. Также осуществляется управление реле, встроенных в счетчики. Окно модуля показано на рисунке 7.

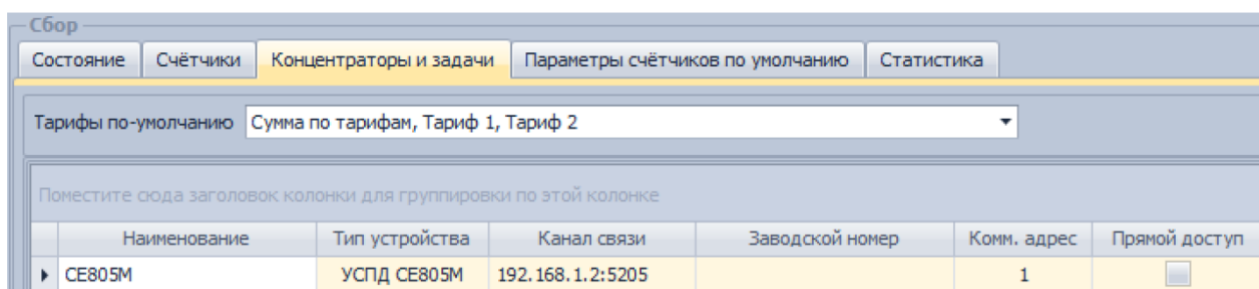


Рисунок 7 – Окно модуля Сбор

Модуль Узлы учета.

Данный модуль обеспечивает добавление, удаление и редактирование узлов учета и контроля параметров режима работы РС. Также здесь вносится дополнительная информация по объектам и балансным группам.

Окно модуля показано на рисунке 8.

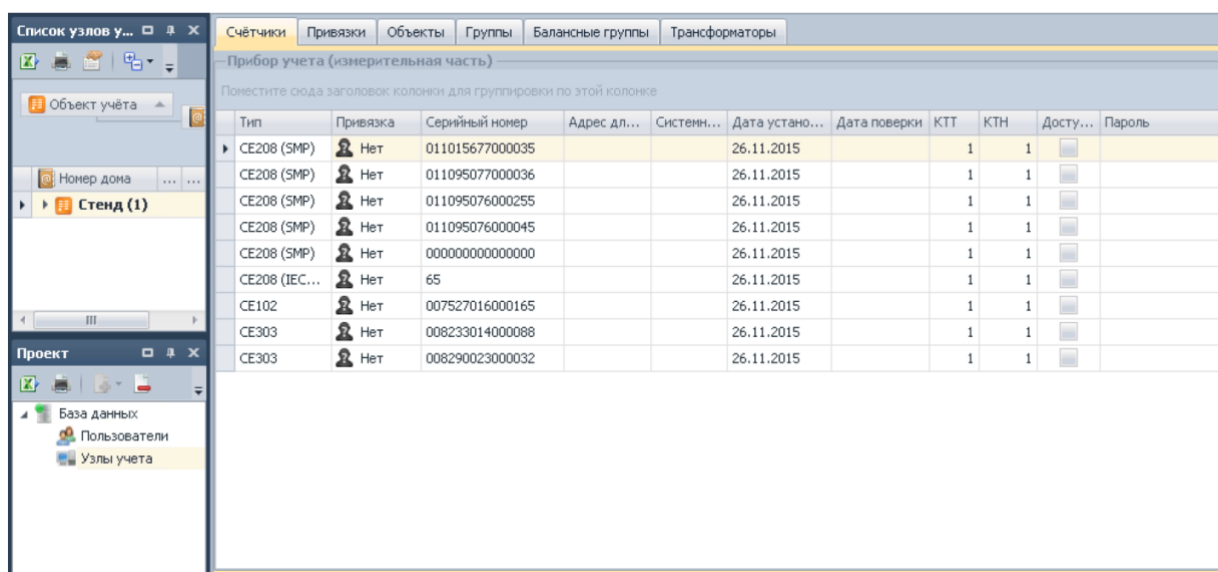


Рисунок 8 – Окно модуля Узлы учета

Модуль Мастер импорта и экспорта структуры.

Данный модуль обеспечивает передачу структуры данных, выполнение функции импорта и экспорта показаний приборов контроля параметров режима работы электрической сети и счетчиков в формат ASKP в требуемом

временном интервале и по расписанию. Обеспечена организация хранения и обработки собранной информации, т.е. создается база данных. Окно интерфейса данного модуля показано на рисунке 9.

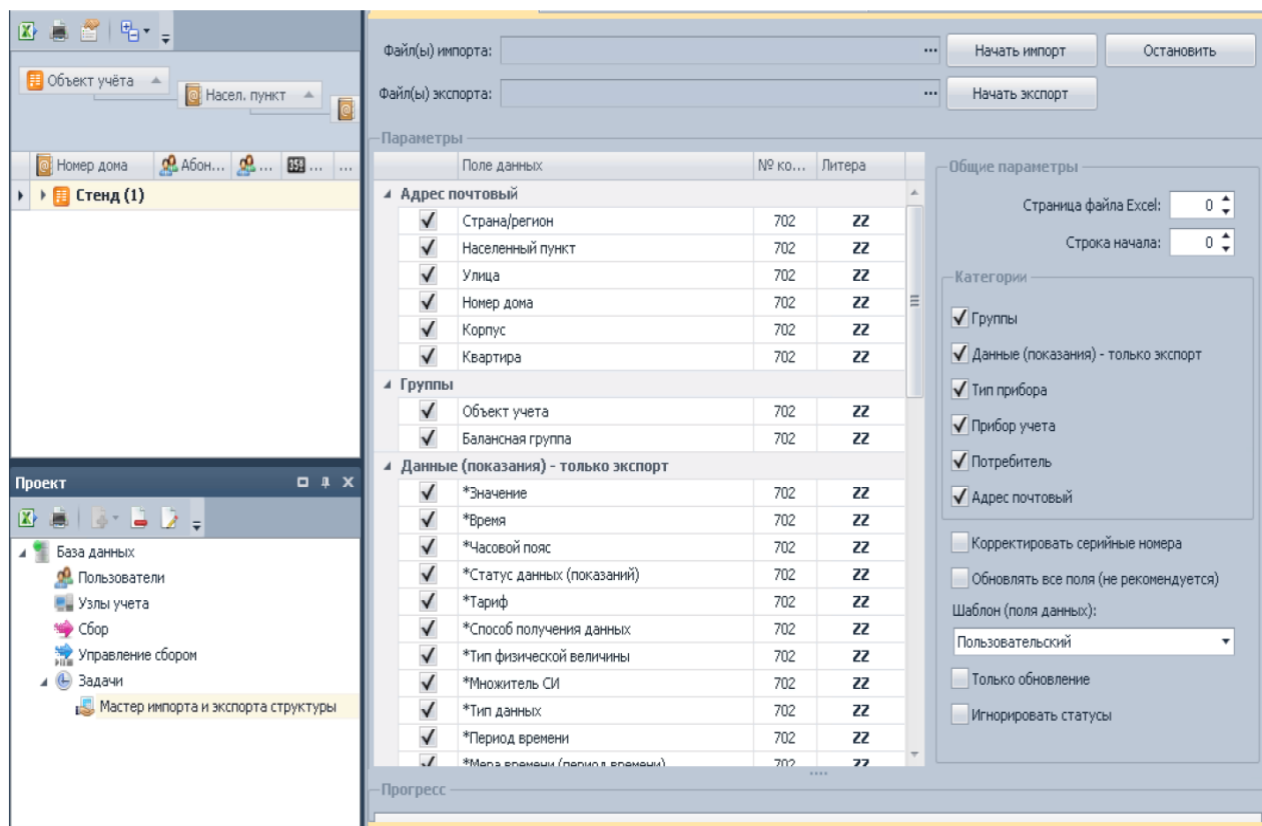


Рисунок 9 – Окно модуля Мастер импорта и экспорта структуры

Интерфейс ПО сEnergO 4.7 обеспечивает наглядный мониторинг электропотребления» [7].

Мониторинг электропотребления с помощью автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии позволяет точно определять стоимость потребляемых ресурсов, автоматически собирать данные, контролировать энергопотребление, сохранять и хранить информацию, а также быстро проверять данные и анализировать структуру энергопотребления. Одним из ключевых преимуществ АСКУЭ является возможность мониторинга потребления электроэнергии в режиме реального времени. Это позволяет не только выявлять аномалии в потреблении, но и

оперативно реагировать на них. Например, если в определенный момент времени потребление электроэнергии резко возрастает, это может свидетельствовать о неисправности оборудования или о несанкционированном потреблении. Своевременное обнаружение таких ситуаций позволяет избежать значительных финансовых потерь и повысить надежность электроснабжения. Традиционные методы учета, основанные на периодических снятиях показаний, могут приводить к ошибкам и неточностям. Автоматизированные системы позволяют минимизировать человеческий фактор и обеспечивают более высокую степень точности.

«Пример отображения электропотребления с течением времени показан на рисунке 10.

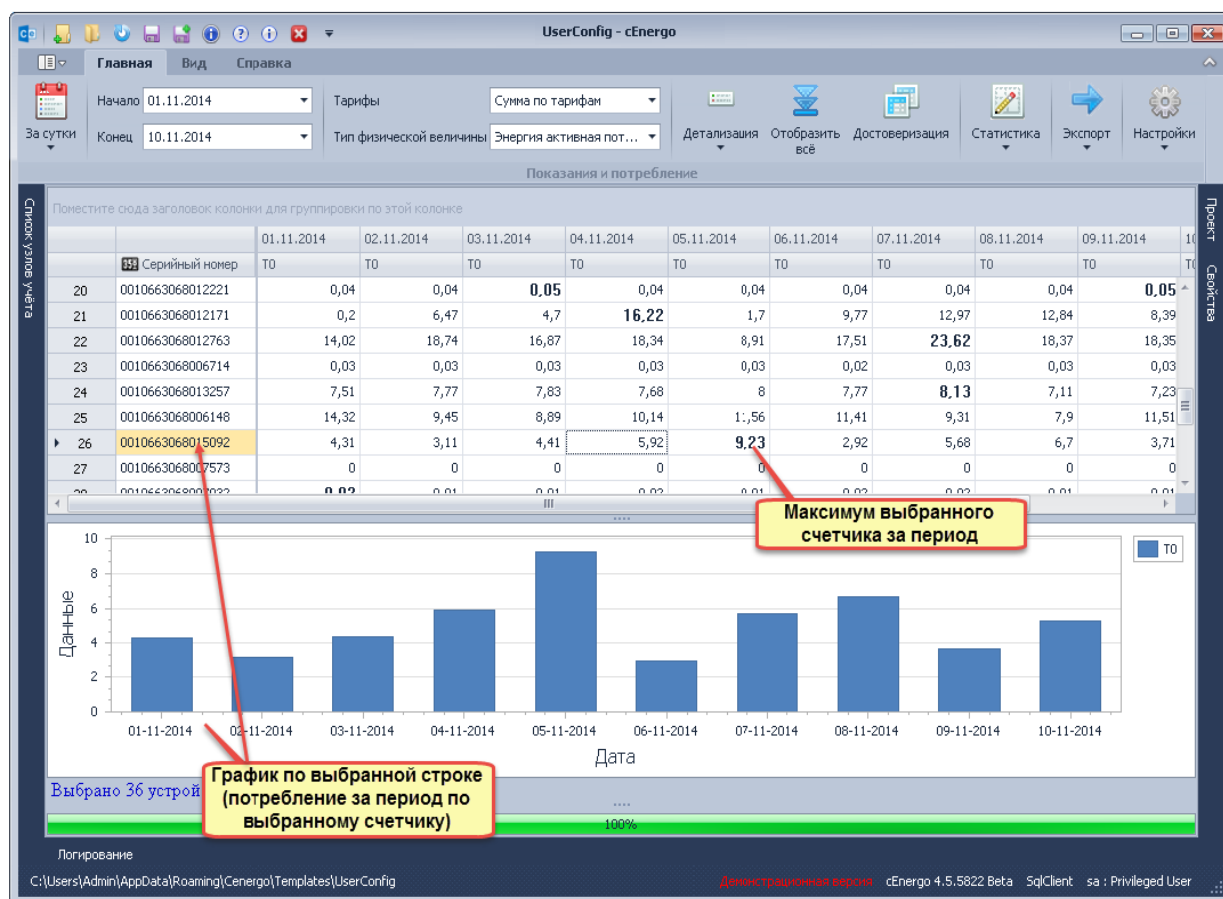


Рисунок 10 – Пример отображения энергопотребления

Окно анализа баланса отдачи электроэнергии и ее потребления показано на рисунке 11.

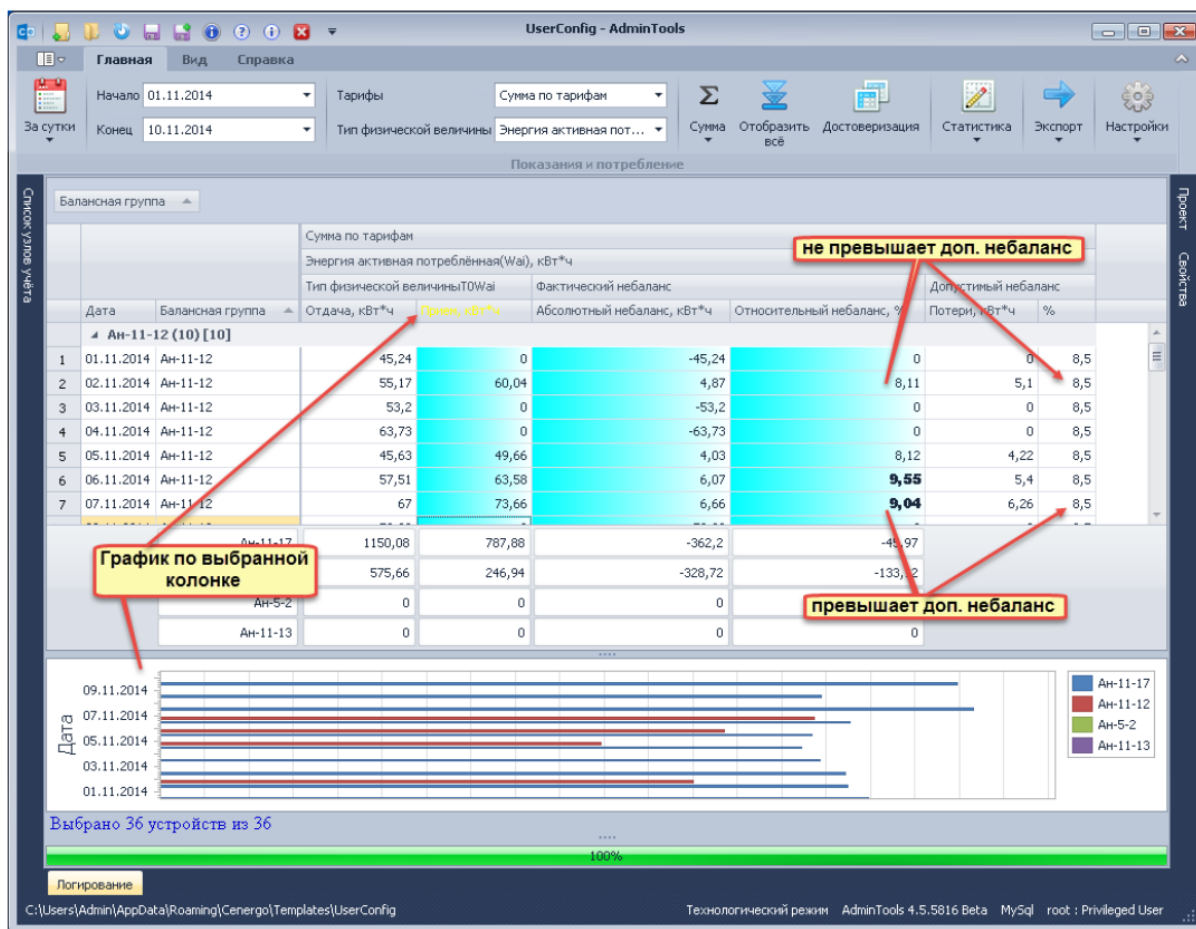


Рисунок 11 – Окно анализа баланса отдачи электроэнергии и ее потребления

По каждому факту небаланса отправляется сигнал с уведомлением диспетчеру» [7].

2.7 Реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок защит

Плохое состояние действующей РЗА обуславливает частые ложные срабатывания защит с последующими перерывами электроснабжения потребителей, экономическими убытками и прочими социальными и

производственными негативными последствиями. Будет реализована современная РЗА на микропроцессорных терминалах.

Защита питающих фидеров 6 кВ реализуется на терминалах ЭКРА 247, схема защиты – на рисунке 12.

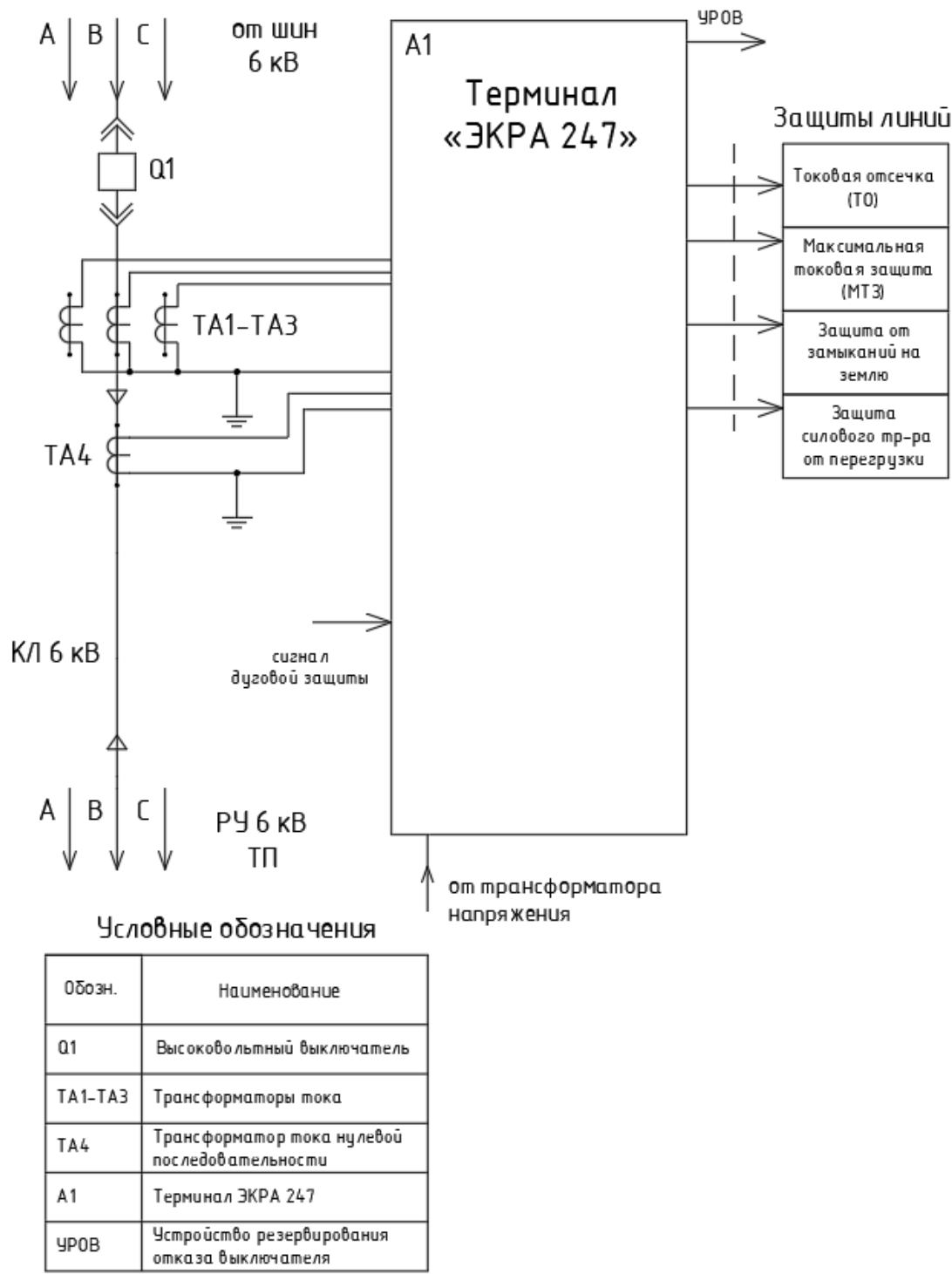


Рисунок 12 – Схема релейной защиты фидеров 6 кВ

Внешний вид терминала показан на рисунке 13.



Рисунок 13 – Терминал ЭКРА 247

Микропроцессорная релейная защита (МПРЗ) представляет собой современный уровень защиты электрических сетей и оборудования, обеспечивая высокую точность и надежность в выявлении и устранении аварийных ситуаций [6]. Основные преимущества использования МПРЗ:

- высокая точность и скорость обнаружения неисправностей, МПРЗ использует микропроцессорные устройства, которые способны обрабатывать большие объемы данных в реальном времени, что позволяет быстро и точно выявлять даже малейшие отклонения в работе оборудования;
- автоматизация процессов, МПРЗ автоматически проводит анализ состояния оборудования и выявляет потенциальные угрозы, что

освобождает персонал от необходимости постоянного мониторинга и позволяет сосредоточиться на других важных задачах, таких как обслуживание и ремонт;

- обеспечивается высокий уровень безопасности благодаря автоматическим отключениям и защитным действиям, что предотвращает развитие аварийных ситуаций и минимизирует риск для людей, работающих на подстанциях и в электрических сетях;
- легкая интеграция с современными системами управления и мониторинга, что позволяет объединить данные с различных подстанций и оборудования в единую информационную сеть;
- внедрение МПРЗ позволяет снизить затраты на обслуживание и ремонт оборудования, уменьшить количество аварийных простоев и повысить общую надежность работы электрических сетей.

Далее проводится расчет уставок защит.

«Токовая отсечка:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ} \quad (22)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,1544 = 0,772 \text{ кА}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (23)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Чувствительность защиты:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (24)$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 154,4 = 214,3 \text{ А},$$

$$k_u = \frac{2737}{214,3} = 12,8 \geq 1,5.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (25)$$

где k_{cx} , n_T – коэффициенты схемы и трансформации для ТТ.

$$I_{CP} = 214,3 \cdot \frac{1}{300/5} = 3,57 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (26)$$

где $k_{отс}$, k_B – коэффициенты отстройки и броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (27)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток, А/км;

L – длина КЛ, км» [2].

$$I_C = 1,0 \cdot 2,578 = 2,578 \text{ А},$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 2,578 = 7,734 \text{ А}.$$

Уставки РЗА задаются программно в поставляемом производителем терминалов ПО.

Программное обеспечение, используемое в релейной защите, анализирует параметры сети в реальном времени и принимает решения о необходимости отключения определенных участков. ПО выполняет несколько ключевых функций:

- отслеживает параметры электрической сети, такие как ток, напряжение и частота, при обнаружении отклонений от нормальных значений программное обеспечение инициирует защитные меры;
- в случае обнаружения неисправности программное обеспечение автоматически отключает поврежденный участок сети, минимизируя риск дальнейших повреждений и обеспечивая безопасность;
- фиксирует все события и действия, что позволяет проводить анализ инцидентов и улучшать систему защиты.

Применение искусственного интеллекта и машинного обучения позволяет улучшить точность обнаружения неисправностей и предсказание возможных аварийных ситуаций. Кроме того, интеграция с системами управления и мониторинга на уровне энергосистемы обеспечивает более высокий уровень автоматизации и управления.

2.8 Разработка системы заземления подстанций

Плохое состояние действующих систем заземления подстанций обуславливает ненадлежащую работу электрооборудования и повышенную электроопасность. Будут смонтированы новые заземляющие устройства глубинного типа.

«Выбирается глубинный тип заземляющего устройства (ЗУ), который обеспечивает преимущества:

- высокие антикоррозионные свойства, устойчивость к повреждающим воздействиям окружающей среды;

- долговечность, в среднем. срок службы глубинного ЗУ составляет около 80-100 лет;
- возможность добиться устойчивого низкого уровня сопротивления, которое не будет зависеть от климатических условий;
- удобный простой монтаж;
- дешевизна, экономия материалов;
- минимизация эксплуатационных расходов.

Эквивалентное сопротивление глубинного ЗУ может быть определено по формуле:

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{овз}}}{n}, \quad (28)$$

где $R_{\text{овз}}$ – сопротивление растеканию для одного вертикального электрода (ВЭ), Ом;

n – число глубинных ВЭ, 4 шт.

Удельное сопротивление грунта для ВЭ и горизонтального (ГЭ) электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (29)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{\text{рв}} = 300 \cdot 1,1 = 330 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{рг}} = 300 \cdot 1,4 = 420 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Принимается 4 глубинных ВЭ (сталь круглая омедненная диаметром 16 мм) длиной 15 м, расстояние от поверхности до верхнего конца ВЭ составляет 0,25 м» [3]. Схема ЗУ показана на рисунке 14.

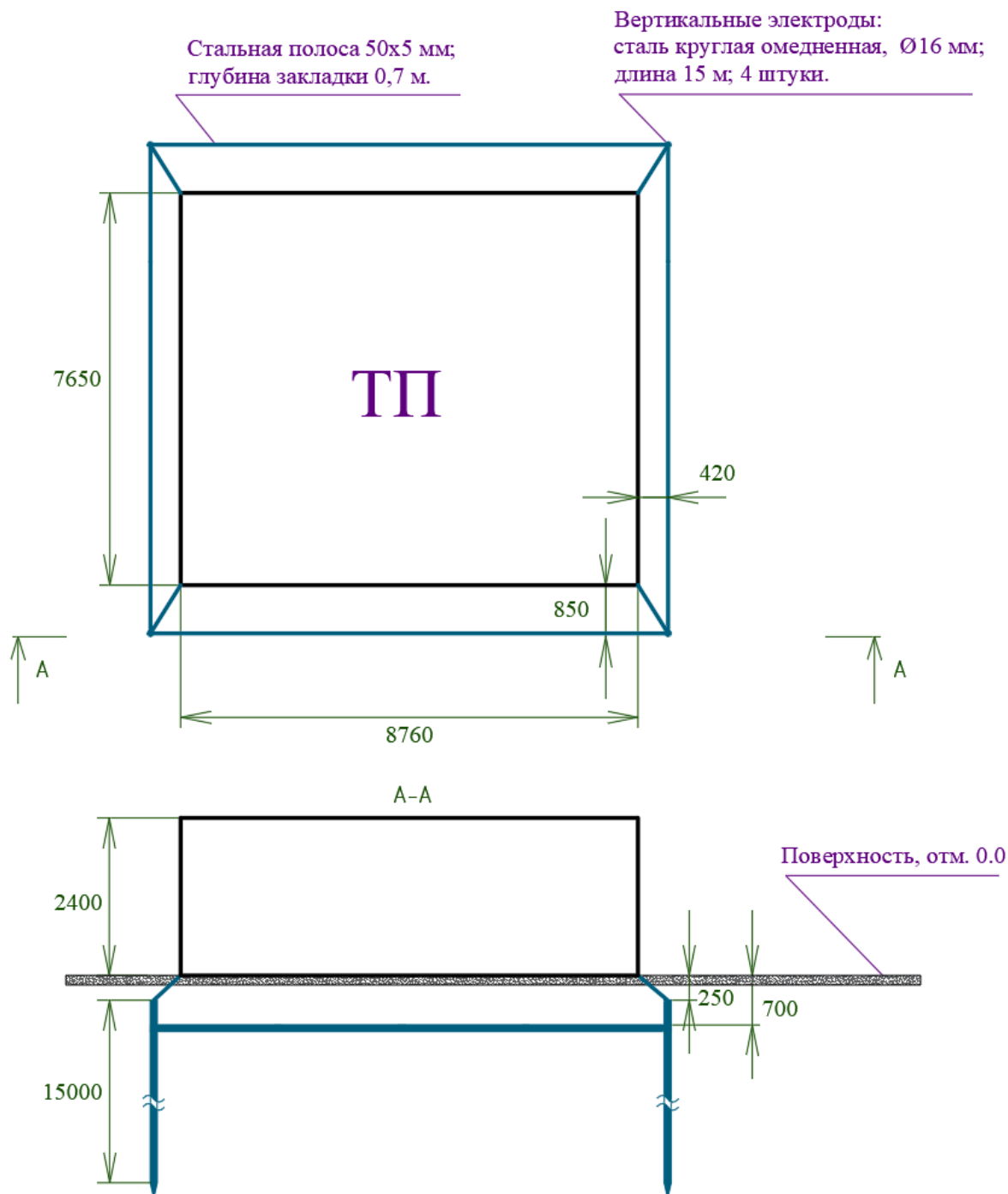


Рисунок 14 – Схема заземляющего устройства ТП

Сопротивление растеканию ВЭ:

$$R_{\text{вэ}} = \frac{\rho_{\text{пг}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (30)$$

где l – длина, м;

d – диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$t = 15 / 2 + 0,25 = 7,75 \text{ м},$$

$$R_{\text{вэ}} = \frac{330}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 15}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 7,75 + 15}{4 \cdot 7,75 - 15} \right) \right] = 13,828 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление глубинного ЗУ составит, по (28):

$$R_{\text{з}} = \frac{13,828}{4} \approx 3,46 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ЗУ не превысит допустимый по ПУЭ предел 4 Ом [8].

После установки заземляющих устройств инженеры проводят комплексное тестирование системы, проверяя сопротивление заземления, его соответствие нормативам и устойчивость к внешним воздействиям. В ходе тестирования также оценивается состояние заземлителей и их коррозионная устойчивость. В результате всех этапов монтажа создается технический отчет, в котором фиксируются результаты тестирования, параметры системы заземления, а также рекомендации по дальнейшему обслуживанию.

Выводы по второму разделу.

С учетом выявленных недостатков РЭС, проведена разработка мероприятий по ее реконструкции. Рассчитаны рабочие и аварийные режимы РЭС, согласно которым выбрано современное электрооборудование отечественного производства. Реконструкция РЭС обеспечит более стабильное и качественное электроснабжение потребителей, снижая риск аварийных ситуаций.

Заключение

Текущее состояние электрооборудования РЭС можно охарактеризовать как неудовлетворительное, в ходе проведенного анализа были выявлены несколько критических проблем, которые негативно сказываются на надежности и безопасности электроснабжения. Многие элементы сети, включая трансформаторы, выключатели и кабели, находятся в состоянии значительного износа, что приводит к частым поломкам и авариям. Техническое обслуживание ЭО, ввиду его устаревания и трудностей приобретения запасных частей и расходных материалов, проводится нерегулярно и не в полном объеме. Это приводит к накоплению неисправностей и снижению общей надежности сети, в результате, в последние годы наблюдается увеличение числа аварийных отключений, что негативно сказывается на потребителях. Здания действующих ТП имеют видимые сильные повреждения стен и крыши, отмечается попадание влаги внутрь помещений ТП, что является недопустимым. Принимаются к установке современные комплектные ТП серии 2КТПН-ПК, которые обеспечивают высокую степень надёжности и безопасности, что снижает риски аварий и простоев в работе. Установка энергоэффективных силовых трансформаторов марки ТМГ12 снизит потери энергии и мощности в подстанциях, уменьшит токи, потери энергии и мощности в сети в целом. Используемые в настоящее время устаревшие и изношенные кабели с бумажной пропитанной изоляцией будут заменены на современные, с изоляцией из сшитого полиэтилена, кабели марки АПвБП-3х120.

СПЭ-изоляция значительно повышает устойчивость кабелей к механическим повреждениям, таким как растяжение, изгибы и удары, это значительно увеличивает срок службы кабельной линии и снижает затраты на её обслуживание и ремонт.

На данный момент в распределительной сети учет электроэнергии осуществляется неэффективно, требуется установка на подстанциях пунктов

коммерческого учета и реализация АСКУЭ с ее присоединением к общей системе г. Нерюнгри. Предлагается использовать оборудование и программное обеспечение АСКУЭ от АО «Концерн Энергомера». На подстанциях будут установлены специализированные пункты коммерческого учета электроэнергии ПКУ-ENRG-6-200, предназначенные для точного мониторинга электропотребления РЭС 6 кВ. Предлагаемое АО «Концерн Энергомера» программное обеспечение сEnergo 4.7. обеспечивает удобное администрирование, настройку и контроль за работой АСКУЭ, а также мониторинг электропотребления, который позволяет точно определять стоимость потребляемых ресурсов, автоматически собирать данные, контролировать энергопотребление, сохранять и хранить информацию, а также быстро проверять данные и анализировать структуру энергопотребления. Одним из ключевых преимуществ АСКУЭ является возможность мониторинга потребления электроэнергии в режиме реального времени, это позволяет не только выявлять аномалии в потреблении, но и оперативно реагировать на них. Например, если в определенный момент времени потребление электроэнергии резко возрастает, это может свидетельствовать о неисправности оборудования или о несанкционированном потреблении. Своевременное обнаружение таких ситуаций позволяет избежать значительных финансовых потерь и повысить надежность электроснабжения.

Действующее оборудование релейной защиты и автоматики также находится в плохом состоянии, контакты электромеханических реле изношены и имеют сильные следы нагары, отмечается существенное ржавление и окисление некоторых элементов действующей РЗА. Плохое состояние действующей РЗА обуславливает частые ложные срабатывания защит с последующими перерывами электроснабжения потребителей, экономическими убытками и прочими социальными и производственными негативными последствиями. Будет реализована современная РЗА на микропроцессорных терминалах. Защита питающих фидеров 6 кВ реализуется

на терминалах ЭКРА 247. Внедрение микропроцессорной РЗА позволит снизить затраты на обслуживание и ремонт оборудования, уменьшить количество аварийных простоев и повысить общую надежность работы электрических сетей. Уставки РЗА задаются программно в поставляемом производителем терминалов ПО. В случае обнаружения неисправности программное обеспечение автоматически отключает поврежденный участок сети, минимизируя риск дальнейших повреждений и обеспечивая безопасность. Также ПО фиксирует все события и действия, что позволяет проводить анализ инцидентов и улучшать систему защиты. Применение искусственного интеллекта и машинного обучения позволяет улучшить точность обнаружения неисправностей и предсказание возможных аварийных ситуаций. Кроме того, интеграция новой микропроцессорной РЗА с системами управления и мониторинга на уровне энергосистемы обеспечит более высокий уровень автоматизации и управления.

Заземляющие устройства подстанций сильно повреждены коррозией, наблюдаются визуальные нарушения целостности соединений элементов ЗУ. Плохое состояние действующих систем заземления подстанций обуславливает ненадлежащую работу электрооборудования и повышенную электроопасность. Будут смонтированы новые заземляющие устройства глубинного типа.

Предлагаемый комплекс мероприятий по реконструкции РЭС позволит уменьшить потери электроэнергии, обеспечить более стабильное и качественное электроснабжение потребителей, снижая риск аварийных ситуаций. Использование современного оборудования позволит улучшить качество электроэнергии, что положительно скажется на работе электрооборудования потребителей. Применение энергоэффективных технологий и оборудования уменьшит негативное воздействие на окружающую среду. В целом, реконструкция распределительной сети является важным и необходимым мероприятием для повышения эффективности и надёжности электроснабжения потребителей.

Список используемых источников

1. Бирюлин В. И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
4. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
5. Кобозев В.А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 356 с.
6. Куksин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
7. Любарский Ю. Я. Интеллектуальные электрические сети: компьютерная поддержка диспетчерских решений : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2022. 160 с.
8. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
9. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
10. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
11. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
12. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.

13. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
14. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
15. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
17. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.